



**Universidade do Minho**  
Escola de Engenharia  
Departamento de Engenharia Biológica

Carla Maria Saleiro Maranhão de Abreu

# **CUSTOS FINANCEIROS E SOCIAIS DA GERAÇÃO DE ELECTRICIDADE EM PARQUES EÓLICOS**

Tese de Mestrado em Tecnologia do Ambiente

Trabalho realizado sob orientação da:

**Professora Doutora Maria Madalena Teixeira Araújo**

Outubro de 2006

É autorizada a reprodução integral desta tese apenas para efeitos de investigação, mediante declaração escrita do interessado, que a tal se compromete.

# Agradecimentos

Este trabalho não estaria completo sem uma palavra de reconhecido agradecimento a todos aqueles que, de uma forma ou de outra, o tornaram possível.

A primeira palavra de gratidão devo-a à minha orientadora, Professora Doutora Manuela Araújo, pela disponibilidade, encorajamento e apoio prestados ao longo deste trabalho.

Um particular agradecimento vai dirigido à Engenheira Paula Ferreira, pelo seu constante estímulo e pelas indicações, sugestões e comentários profícuos que me foi fazendo no decorrer do trabalho, designadamente ao nível de pesquisa de elementos necessários para o efeito.

Aos meus familiares e amigos, o meu “muito obrigada”, pelo afecto, compreensão e incentivo sempre manifestados.

Por último, um sentido agradecimento à Semural, Lda, pela ajuda económica e pelas facilidades laborais que me concedeu com vista à concretização deste estudo.

# Resumo

De modo a reduzir a dependência de energia externa, aumentando os investimentos em fontes de energia renováveis e tendo como finalidade a concretização dos objectivos europeus para as energias renováveis, o governo português definiu uma meta de 5100 MW de energia eólica instalada, até 2012. Se os objectivos forem realizados, a energia eólica pode alcançar, por volta de 2010, valores comparáveis aos países líderes, como a Dinamarca, Alemanha ou Espanha. As previsões portuguesas também indicam um reforço da produção pela combustão do gás natural, em particular pelo uso da tecnologia de ciclo combinado, seguindo a tendência europeia.

Esta dissertação começa por analisar o custo total de produção da energia eólica e do ciclo combinado a gás natural em Portugal. Foi utilizada uma análise de custo do ciclo de vida, incluindo custos de investimento, custos de operação e manutenção, custos de combustível e custos externos de emissões, para cada tipo de tecnologia. Para a avaliação das externalidades foram utilizados valores do *ExternE*.

Os resultados mostram que presentemente o custo de produção a partir da energia eólica é mais elevado que o do CCGT, pelo menos do ponto de vista estritamente financeiro. Os custos do CCGT aumentam significativamente quando as externalidades são incluídas. No entanto, só alcançam os valores equivalentes para a energia eólica para os custos externos estimados mais elevados. Isto resulta, em parte, do baixo factor de carga dos parques eólicos em Portugal e também dos baixos níveis de emissão da tecnologia de combustão de gás utilizada na comparação.

Foi, igualmente, realizada uma análise da sensibilidade dos parâmetros técnicos e económicos. Foi prestada especial atenção aos preços do gás natural devido ao seu possível aumento ao longo do tempo. Dos parâmetros analisados, a inclusão da taxa de crescimento dos custos de combustível é a que origina maiores efeitos nos custos finais. Verificou-se, também, que os custos totais de um parque eólico são mais influenciados pelo factor de carga do que o sistema de CCGN.

# Abstract

In a way to reduce the external energy dependence, increasing also the investments in renewable energy sources and aiming for the concretization of the European renewable objectives, the Portuguese government defined a goal of 5100 MW of installed wind power, up to 2012. If the drawn objectives are accomplished, by 2010 the wind power share may reach values comparable to leading countries like Denmark, Germany or Spain. The Portuguese forecasts also indicate a reinforcement of the natural gas fired generation in particular through the use of the combined cycle technology, following the European tendency.

This thesis sets out to analyse the total generating cost of wind power and CCGT in Portugal. A life cycle cost analysis was conducted, including investment costs, O&M costs, fuel costs and external costs of emissions, for each type of technology. For the evaluation of the externalities ExternE values were used.

The results show that presently the wind power production cost is higher than the CCGT one, at least from the strictly financial point of view. CCGT costs increase significantly when charges for externalities are included. However, they only reach levels higher than the equivalents for wind power for high externality costs estimations. This partially results from the low load factor of the wind farms in Portugal and also from the low emission levels of the gas fired technology used in the comparison.

A sensitive analysis of the technical and economical parameters was also conducted. Particular attention was given to the natural gas prices due to the possible increase over time. The fuel escalation rate is the parameter that has larger effects on the final costs. It was verified that the total cost of wind plant is more influenced by the load factor than the total cost of CCGN.

# Índice

<b>Agradecimentos</b> .....	iii
<b>Resumo</b> .....	iv
<b>Abstract</b> .....	v
<b>Índice</b> .....	vi
<b>Índice de Tabelas</b> .....	viii
<b>Índice de Figuras</b> .....	xiii
<b>Abreviaturas</b> .....	xv
<b>1. Introdução</b> .....	2
1.1 Objectivos do trabalho.....	2
1.2 Estrutura da dissertação.....	2
<b>2. O Sector Eléctrico Português</b> .....	5
2.1 Sistema eléctrico nacional.....	5
2.1.1 Evolução da potência eléctrica instalada.....	6
2.1.2 Evolução do consumo de energia eléctrica.....	8
2.1.3 Evolução do consumo de energia eléctrica e PIB.....	8
2.2 Produção de electricidade a partir de FER.....	10
2.3 Potência eólica instalada.....	15
2.4 Perspectivas futuras para a energia eólica.....	19
<b>3. O Sector Eólico e a sua Relevância no Contexto Energético Actual</b> .....	26
3.1 Protocolo de Quioto.....	26
3.2 Directiva 2001/77/CE, de 27 de Setembro (Directiva das renováveis).....	32
3.3 Evolução da capacidade eólica instalada.....	35
3.3.1 Capacidade eólica instalada na União Europeia.....	36
3.3.2 Capacidade eólica instalada no Mundo.....	42
3.3.3 Sistema offshore.....	45
3.3.4 Previsões a nível mundial.....	47
<b>4. Fundamentos Teóricos</b> .....	55
4.1 Energias renováveis: custos financeiros e sociais.....	55
4.1.1 Conceito de custos externos.....	60
4.1.2 Análise de ciclo de vida.....	62
4.2 Programa ExternE – External Costs of Energy.....	65
4.2.1 Ciclo de vida da energia eólica.....	73
4.2.2 Ciclo de vida do gás natural.....	100
<b>5. Análise Económica</b> .....	114
5.1 Introdução e Metodologia.....	114
5.1.1 Tempo de vida.....	115

5.1.2 Custos de investimento.....	116
5.1.3 Custos de operação e manutenção.....	118
5.1.4 Custos de combustível para o gás.....	120
5.1.5 Custos ambientais.....	120
5.1.6 Factor de carga.....	122
5.1.7 Eficiência térmica.....	123
5.1.8 Parâmetros económicos.....	123
5.2 Simulação da tecnologia eólica e do ciclo combinado.....	124
5.3 Análise e discussão dos resultados.....	125
5.3.1 Análise à variação dos parâmetros económicos.....	130
5.3.2 Análise à variação do factor de carga.....	137
<b>6. Conclusões.....</b>	<b>139</b>
<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>144</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>149</b>
Anexo 1. Sector eólico em Portugal.....	150
Anexo 2. Sector eólico mundial.....	151
Anexo 3. Taxas de câmbio e inflação.....	156
Anexo 4. Custos de investimento e de O&M para parques eólicos segundo dados da DGGE.....	157
Anexo 5. Custo do gás natural.....	159
Anexo 6. Custos ambientais.....	161
Anexo 7. Factor de carga.....	163
Anexo 8. Custos uniformes.....	164
Anexo 9. Variação dos custos com a taxa de desconto.....	175
Anexo 10. Variação dos custos com taxa de crescimento dos custos de O&M.....	177
Anexo 11. Variação dos custos com taxa de crescimento dos custos de combustível.....	179
Anexo 12. Variação dos custos com o factor de carga.....	180

## Índice de Tabelas

Tabela 1.	Potência instalada do parque electroprodutor (MW) (Fonte: REN, 2004b; REN, 2005a).....	7
Tabela 2.	Consumo eléctrico referido à produção líquida das centrais SEP e SENV (GWh) (Fonte: REN, 2004b; REN, 2005a).....	8
Tabela 3.	Previsão da evolução do consumo bruto de electricidade, entre 2002 e 2012 (Fonte: DGGE, 2003).....	10
Tabela 4.	Previsão da evolução da potência instalada em centrais produtoras de electricidade a partir de FER (MW) (Fonte: DGGE, 2003).....	11
Tabela 5.	Previsão da evolução da produção em centrais produtoras de electricidade a partir de FER (GWh) (Fonte: DGGE, 2003).....	11
Tabela 6.	Evolução da potência total instalada em FER (Fonte: DGGE, 2006).....	12
Tabela 7.	Evolução da energia eléctrica produzida através de renováveis (Fonte: DGGE, 2006).....	12
Tabela 8.	Centrais produtoras instaladas e previsão para 2010 em Portugal Continental (Fonte: DGGE, 2005).....	14
Tabela 9.	Previsão dos montantes de potência eólica por região, no horizonte 2010 (Fonte: REN, 2005b).....	21
Tabela 10.	Balanço nacional de emissões de gases com efeito de estufa (Fonte: PNAC 2006).....	29
Tabela 11.	Balanço nacional líquido de emissões de GEE (Fonte: PNAC 2006).....	31
Tabela 12.	Metas indicativas para a produção de energia eléctrica a partir de FER.....	33
Tabela 13.	Valores da potência eólica instalada e acumulada, nos últimos anos, nos países pertencentes à UE e outros países da Europa (Fonte: EWEA).....	38
Tabela 14.	Valores da potência eólica instalada no sistema <i>offshore</i> , na Europa, até 2004 (EWEA, 2004a).....	46
Tabela 15.	Valores dos projectos e objectivos eólicos para o sistema <i>offshore</i> , nos membros da UE (EWEA, 2004a).....	47
Tabela 16.	Valores projectados da produção anual de electricidade a partir da energia eólica e do consumo mundial anual de electricidade (EWEA, Greenpeace, 2004).....	49
Tabela 17.	Valores estimados da potência eólica instalada anualmente (em MW) em todo o mundo (Fonte: EWEA, Greenpeace, 2004).....	52
Tabela 18.	Valores estimados da potência eólica total anual (em MW) em todo o mundo (Fonte: EWEA, Greenpeace, 2004).....	52
Tabela 19.	Impactos e respectivos efeitos na saúde e no ambiente incluídos na análise (European Commission, 2003).....	66
Tabela 20.	Custos externos para a produção de electricidade na UE (em cent €/kWh) (Fonte: European Commission, 2003).....	72



Tabela 21.	Impactos do ciclo da energia eólica (Fonte: European Commission, 1997c).....	75
Tabela 22.	Impactos e danos da construção das turbinas (Fonte: European Commission, 1997c).....	75
Tabela 23.	Impactos e danos da operação das turbinas (Fonte: European Commission, 1997c).....	76
Tabela 24.	Danos do ciclo da energia eólica (Fonte: European Commission, 1997c).....	77
Tabela 25.	Danos sub-totais do ciclo da energia eólica (Fonte: European Commission, 1997c).....	77
Tabela 26.	Valores monetários da visibilidade para o parque eólico Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).....	80
Tabela 27.	Emissões resultantes da produção do parque eólico Tunø Knob (Fonte: European Commission, 1997b).....	80
Tabela 28.	Emissões resultantes da produção do parque eólico Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).....	80
Tabela 29.	Emissões de SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> e CO em g/kWh para o parque Tunø Knob (Fonte: European Commission, 1997b).....	81
Tabela 30.	Emissões de SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> e CO em g/kWh para o parque Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).....	81
Tabela 31.	Danos totais, em mECU <sub>95</sub> /kWh, relacionados com o parque Tunø Knob (Fonte: European Commission, 1997b).....	81
Tabela 32.	Danos totais, em mECU <sub>95</sub> /kWh, relacionados com o parque Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).....	82
Tabela 33.	Valores monetários para o ozono (Fonte: European Commission, 1997b).....	82
Tabela 34.	Danos devidos ao ozono por emissões de NO <sub>x</sub> (Fonte: European Commission, 1997b).....	82
Tabela 35.	Emissões de CO <sub>2</sub> em g/kWh para o parque Tunø Knob (Fonte: European Commission, 1997b).....	83
Tabela 36.	Emissões de CO <sub>2</sub> em g/kWh para o parque Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).....	83
Tabela 37.	Danos totais, em mECU <sub>95</sub> /kWh, derivados do aquecimento global relacionado com a produção de materiais para os dois parques eólicos (Fonte: European Commission, 1997b).....	83
Tabela 38.	Danos do ciclo da energia eólica, para ambos os parques (Fonte: European Commission, 1997b).....	86
Tabela 39.	Danos da mortalidade nos parques Tunø Knob e Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).....	87
Tabela 40.	Danos totais do ciclo da energia eólica dos parques Tunø Knob e Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).....	87
Tabela 41.	Custos externos do ciclo da energia eólica (Fonte: European Commission, 1997a).....	94

Tabela 42.	Danos sub-totais do ciclo da energia eólica (Fonte: European Commission, 1997a).....	94
Tabela 43.	Danos do ciclo da energia eólica (Fonte: European Commission, 1998b).....	99
Tabela 44.	Danos sub-totais do ciclo da energia eólica (Fonte: European Commission, 1998b).....	99
Tabela 45.	Emissões totais de gases com efeito de estufa em termos de CO <sub>2</sub> equivalente (Fonte: European Commission, 1998a).....	105
Tabela 46.	Custos dos danos causados pelas emissões de gases com efeito de estufa (Fonte: European Commission, 1998a).....	105
Tabela 47.	Resultados dos danos na saúde humana dos poluentes primários e aerossóis (Fonte: European Commission, 1998a).....	106
Tabela 48.	Resultados dos danos na saúde humana para o ozono (Fonte: European Commission, 1998a).....	106
Tabela 49.	Resultados dos danos nos receptores ecológicos dos poluentes primários e deposição ácida (Fonte: European Commission, 1998a).....	107
Tabela 50.	Resultados dos danos nos receptores ecológicos causados pelo ozono (Fonte: European Commission, 1998a).....	107
Tabela 51.	Resultados dos danos nos materiais (Fonte: European Commission, 1998a).....	108
Tabela 52.	Danos do ciclo do gás natural (Fonte: European Commission, 1998a).....	110
Tabela 53.	Danos sub-totais do ciclo do gás natural (Fonte: European Commission, 1998a)..	111
Tabela 54.	Benefícios do ciclo do gás natural (Fonte: European Commission, 1998a).....	111
Tabela 55.	Danos por poluente (Fonte: European Commission, 1998a).....	112
Tabela 56.	Custos de investimento para parque eólico e central de ciclo combinado a gás (Fonte: NEA <i>et al</i> , 2005).....	116
Tabela 57.	Custos de O&M para parque eólico e central de ciclo combinado a gás (Fonte: DGGE e NEA <i>et al</i> , 2005).....	118
Tabela 58.	Custos de combustível para a central de ciclo combinado (Fonte: NEA <i>et al</i> , 2005).....	120
Tabela 59.	Valores monetários para o CO <sub>2</sub> (Fonte: European Commission, 1997a, b, c, 1998a, b).....	121
Tabela 60.	Valores dos custos ambientais, para as diferentes estimativas (Fonte: European Commission, 1998a).....	122
Tabela 61.	Características das centrais eólicas e a gás.....	124
Tabela 62.	Valores dos diferentes custos para as duas tecnologias.....	125
Tabela A.1.	Evolução da potência eólica instalada e respectiva produção eléctrica (Fonte: DGGE, 2006).....	150
Tabela A.2.	Distribuição da potência eólica instalada e produção eléctrica por distrito, em 2004 e 2005 (Fonte: DGGE, 2006).....	150
Tabela A.3.	Valores da potência instalada e acumulada para produção de electricidade a partir da energia eólica no Mundo, ao longo dos anos. (Fonte: EWEA,	

	Greenpeace, 2004; EWEA, Greenpeace, 2005).....	151
Tabela A.4.	Valores da potência instalada e acumulada para produção de electricidade a partir da energia eólica na U.E. - 25, ao longo dos anos. Até ao ano de 2003 os valores da U.E. referem-se, apenas, aos 15 países que a integravam. (Fonte: EWEA, 2006).....	151
Tabela A.5.	Valores da potência acumulada para produção de electricidade a partir da energia eólica na U.E. - 15, ao longo dos anos. (Fonte: (1) EWEA, 2003b, (2) EWEA, 2004b e (3) EWEA, 2005).....	152
Tabela A.6.	Valores da potência para produção de electricidade a partir da energia eólica nos dez principais mercados, ao longo de 2001 a 2004. (Fonte: GWEC, EWEA, Greenpeace, 2005).....	152
Tabela A.7.	Valores da potência total para produção de electricidade a partir da energia eólica nos dez principais mercados, ao longo de 2004 e 2005. (Fonte: GWEC)....	153
Tabela A.8.	Valores da potência instalada para a produção de electricidade a partir da energia eólica nos dez principais mercados, em 2005. (Fonte: GWEC).....	153
Tabela A.9.	Valores da potência instalada e acumulada para produção de electricidade a partir da energia eólica em vários países, ao longo de 2004 e 2005. (Fonte: GWEC).....	154
Tabela A.10.	Valores da projecção da potência anual instalada e potência acumulada para produção de electricidade a partir da energia eólica no Mundo, até 2020. (Fonte: EWEA, Greenpeace, 2004).....	160
Tabela A.11.	Valores de taxas de câmbio utilizadas.....	156
Tabela A.12.	Valores da inflação utilizadas.....	156
Tabela A.13.	Custos de investimentos (€/kW) estimados pela linha de tendência.....	157
Tabela A.14.	Custos de O&M (€/kW) estimados pela linha de tendência.....	158
Tabela A.15.	Dados para conversão do preço do combustível de \$/GJ para €/MWh.....	159
Tabela A.16.	Preço médio FOB (Free on Board) do gás natural importado da Argélia pela Transgás.....	159
Tabela A.17.	Valores monetários do CO <sub>2</sub> .....	161
Tabela A.18.	Conversão dos custos de CO <sub>2</sub> .....	161
Tabela A.19.	Custos ambientais para o ciclo de vida de um parque eólico, para o Reino Unido.	161
Tabela A.20.	Custos ambientais para o ciclo de vida de um parque eólico, para a Dinamarca...	162
Tabela A.21.	Custos ambientais para o ciclo de vida de um parque eólico, para a Espanha.....	162
Tabela A.22.	Custos ambientais para o ciclo de vida de um parque eólico, para a Alemanha....	162
Tabela A.23.	Custos ambientais para o ciclo de ciclo combinado, para Portugal.....	162
Tabela A.24.	Caracterização das horas de produção equivalente.....	163
Tabela A.25.	Custos uniformes de produção a partir da energia eólica a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 22%).....	165
Tabela A.26.	Custos uniformes de produção a partir da energia eólica a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 26%).....	166

Tabela A.27.	Custos uniformes de produção a partir da energia eólica a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 28%).....	167
Tabela A.28.	Custos uniformes de produção a partir da energia eólica a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 32%).....	168
Tabela A.29.	Custos uniformes de produção a partir da energia eólica a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 36%).....	169
Tabela A.30.	Custos uniformes de produção a partir da CCGN a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 70%).....	170
Tabela A.31.	Custos uniformes de produção a partir da CCGN a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 75%).....	171
Tabela A.32.	Custos uniformes de produção a partir da CCGN a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 80%).....	172
Tabela A.33.	Custos uniformes de produção a partir da CCGN a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 85%).....	173
Tabela A.34.	Custos uniformes de produção a partir da CCGN a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 90%).....	174
Tabela A.35.	Valores dos diferentes custos obtidos para as diferentes taxas de desconto e factores de carga, na central eólica.....	175
Tabela A.36.	Custos totais para as diferentes taxas de desconto e factores de carga, e respectiva variação.....	175
Tabela A.37.	Valores dos diferentes custos obtidos para as diferentes taxas de desconto e factores de carga, na central de ciclo combinado a gás natural.....	176
Tabela A.38.	Custos totais para as diferentes taxas de desconto e factores de carga, e respectiva variação.....	176
Tabela A.39.	Custos totais para diferentes taxas de crescimento dos custos de O&M, na central eólica.....	177
Tabela A.40.	Custos totais para diferentes taxas de crescimento dos custos de O&M, na central CCGN.....	178
Tabela A.41.	Custos totais para diferentes taxas de crescimento dos custos de combustível, na central CCGN.....	179
Tabela A.42.	Valores dos diferentes custos obtidos para os diferentes factores de carga e taxas de desconto, na central eólica.....	180
Tabela A.43.	Custos totais para os diferentes factores de carga e taxas de desconto, e respectiva variação.....	180
Tabela A.44.	Valores dos diferentes custos obtidos para os diferentes factores de carga e taxas de desconto, na central de ciclo combinado a gás natural.....	181
Tabela A.45.	Custos totais para os diferentes factores de carga e taxas de desconto, e respectiva variação.....	181

## Índice de Figuras

Figura 1.	Esquema da organização do sistema eléctrico nacional (Fonte: REN).....	5
Figura 2.	Variação do crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) e do consumo de electricidade (Fonte: FMI e REN).....	9
Figura 3.	Evolução da capacidade instalada e acumulada, em Portugal (Fonte: DGGE, 2006).....	16
Figura 4.	Distribuição da potência eólica instalada por distrito, em 2005 (Fonte: DGGE, 2006).....	18
Figura 5.	Estimativa da localização geográfica de produção eólica no horizonte 2010. (Fonte: REN, 2005b).....	22
Figura 6.	Estrutura sectorial das emissões de GEE em 1990 e em 2010, para o cenário de referência (Fonte: PNAC 2006).....	30
Figura 7.	Evolução, ao longo dos anos, da potência instalada e acumulada para energia eólica no Mundo (Fonte: EWEA, Greenpeace, 2004 e 2005).....	36
Figura 8.	Evolução, ao longo dos anos, da potência eólica instalada e acumulada para energia eólica na U.E. (Fonte: EWEA, 2006).....	37
Figura 9.	Mapa do recurso eólico na Europa (Fonte: Jäger-Waldau e Ossenbrink, 2004).....	40
Figura 10.	Crescimento da energia eólica no Top 7 da EU (Fonte: Jäger-Waldau e Ossenbrink, 2004).....	41
Figura 11.	Distribuição do potencial eólico, em 2005, nos principais mercados (Fonte: GWEC, 2006).....	42
Figura 12.	Estágios da metodologia adoptada no ExternE (Fonte: European Commission, 2003).....	68
Figura 13.	Impactos das várias tecnologias (Fonte: European Commission, 2003).....	71
Figura 14.	Ciclo de vida da energia eólica.....	73
Figura 15.	Danos monetários não-globais para os parques Tunø Knob e Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).....	87
Figura 16.	Valor das externalidades relacionadas com o parque Fjaldene conforme os valores monetários utilizados para o CO <sub>2</sub> (Fonte: European Commission, 1997b)	88
Figura 17.	Danos provocados pelo ruído na Dinamarca, Espanha, Reino Unido e Grécia (Fonte: European Commission, 1997b).....	89
Figura 18.	Danos provocados pelo ruído usando os mesmos valores de NDSI (Fonte: European Commission, 1997b).....	89
Figura 19.	Ciclo do gás natural (Fonte: European Commission, 1998a).....	100
Figura 20.	Esquema da instalação da central (Fonte: European Commission, 1998a).....	103
Figura 21.	Fases do ciclo do gás natural (Fonte: European Commission, 1998a).....	104
Figura 22.	Distribuição para a taxa de 5%.....	127

Figura 23.	Distribuição para a taxa de 10%.....	127
Figura 24.	Distribuição para a taxa de 5% e 10%, para o parque eólico.....	127
Figura 25.	Distribuição para a taxa de 5%.....	128
Figura 26.	Distribuição para a taxa de 10%.....	128
Figura 27.	Distribuição para a taxa de 5% e 10%, para a central de CCGN.....	128
Figura 28.	Variação dos custos totais de um parque eólico com o factor de carga, para as diferentes taxas de desconto.....	131
Figura 29.	Variação dos custos totais de uma CCNG com o factor de carga, para as diferentes taxas de desconto .....	131
Figura 30.	Variação dos custos totais de um parque eólico com a taxa de crescimento dos custos de O&M, para uma taxa de desconto de 5%.....	133
Figura 31.	Variação dos custos totais de um parque eólico com a taxa de crescimento dos custos de O&M, para uma taxa de desconto de 10%.....	133
Figura 32.	Variação dos custos totais de uma central de CCGN com a taxa de crescimento dos custos de O&M, para uma taxa de desconto de 5%.....	134
Figura 33.	Variação dos custos totais de uma central de CCGN com a taxa de crescimento dos custos de O&M, para uma taxa de desconto de 10%.....	134
Figura 34.	Variação dos custos totais de uma central de CCGN com a taxa de crescimento dos custos de combustível, para uma taxa de desconto de 5%.....	136
Figura 35.	Variação dos custos totais de uma central de CCGN com a taxa de crescimento dos custos de combustível, para uma taxa de desconto de 10%.....	136
Figura A.1.	Custos de investimentos (€/kW), em parques eólicos, conforme capacidade instalada (MW) e respectiva linha de tendência (valores de 2001).....	157
Figura A.2.	Custos de operação e manutenção (€/kW), em parques eólicos, conforme capacidade instalada (MW) e respectiva linha de tendência (valores de 2001)....	158
Figura A.3.	Evolução do custo do gás ao longo do ano.....	160
Figura A.4.	Preço médio do gás natural vendido pela Transgás em 2003.....	160
Figura A.5.	Evolução do factor de carga.....	163

## Abreviaturas

<b>AWEA</b>	American Wind Energy Association
<b>CCGN</b>	Ciclo Combinado a Gás Natural
<b>CE</b>	Comunidade Europeia
<b>CISEP</b>	Centro de Investigação sobre a Economia Portuguesa
<b>COV</b>	Compostos Orgânicos Voláteis
<b>DGGE</b>	Direcção Geral de Geologia e Energia
<b>EDIA</b>	Empresa de Desenvolvimento e Infra-estruturas do Alqueva, SA.
<b>ERSE</b>	Entidade Reguladora do Sector Eléctrico
<b>EWEA</b>	European Wind Energy Association
<b>FER</b>	Fontes de Energia Renováveis
<b>FMI</b>	Fundo Monetário Internacional
<b>FRD</b>	Florestação, Reflorestação e Desflorestação (abreviatura do n.º 3 do art. 3.º do PQ)
<b>GEE</b>	Gases com Efeito de Estufa
<b>GWEC</b>	Global Wind Energy Council
<b>IEA</b>	Internacional Energy Agency
<b>INEGI</b>	Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial
<b>IPH</b>	Índice de Produtividade Hidroelétrica
<b>LCC</b>	Life Cycle Cost
<b>NEA</b>	Nuclear Energy Agency
<b>OECD</b>	Organization for Economic Co-Operation and Development
<b>O&amp;M</b>	Operação e Manutenção
<b>PCH</b>	Pequenas Centrais Hidroelétricas
<b>PIB</b>	Produto Interno Bruto
<b>PIR</b>	Plano de Investimentos da Rede
<b>PNAC</b>	Programa Nacional para as Alterações Climáticas
<b>PQ</b>	Protocolo de Quioto
<b>PRE</b>	Produtores em Regime Especial
<b>QA</b>	Quantidade Atribuída

<b>REN</b>	Rede Eléctrica Nacional, S.A.
<b>RNT</b>	Rede Nacional de Transporte
<b>RPS</b>	Renewable Portfolio Standard
<b>RSU</b>	Resíduos Sólidos Urbanos
<b>SEI</b>	Sistema Eléctrico Independente
<b>SEN</b>	Sistema Eléctrico Nacional
<b>SENV</b>	Sistema Eléctrico Não Vinculado
<b>SEP</b>	Sistema Eléctrico de Serviço Público
<b>UE</b>	União Europeia



## Introdução

---

# 1. Introdução

Neste capítulo é realizado o enquadramento do trabalho, apresentando-se os objectivos do mesmo e a respectiva estrutura.

## 1.1 Objectivos do trabalho

Dado o desenvolvimento, o crescimento e a expectativa criada à volta da energia eólica, pretende-se com este trabalho contribuir para a determinação do interesse desta fonte de energia renovável, assim como:

- Caracterizar o actual parque eólico nacional e comparar as perspectivas de evolução com os objectivos das políticas energética e ambiental nacionais e os compromissos internacionais de Portugal (Protocolo de Quioto e Directiva das Renováveis);
- Analisar os custos financeiros e sociais de produção de electricidade a partir de parques eólicos em Portugal e efectuar uma análise de sensibilidade a alguns parâmetros técnicos e económicos;
- Comparar os custos anteriormente referidos com os custos de produção obtida por recurso a centrais termoeléctricas tradicionais, tendo-se optado por uma central de ciclo combinado a gás natural;

Pretende-se, ainda, averiguar quais as perspectivas do cumprimento dos objectivos estabelecidos pelo Governo Português no sector eólico.

## 1.2 Estrutura da dissertação

Esta dissertação é constituída por seis capítulos.

No primeiro capítulo é apresentado o enquadramento do trabalho, descritos os objectivos do mesmo e a organização da dissertação.

O segundo capítulo inclui uma breve apresentação do sistema eléctrico nacional com indicação da potência total instalada pelos vários produtores, o consumo total de energia e a contribuição das fontes de energia renováveis. É, ainda, caracterizado o parque eólico nacional e as perspectivas futuras para esta tecnologia.

No terceiro capítulo são apresentados os quadros legislativos – Protocolo de Quioto e Directiva das Renováveis – referentes aos compromissos para a redução de gases com efeito de estufa e às metas de produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis, respectivamente. É, igualmente, caracterizada a evolução da capacidade eólica instalada na Europa e no Mundo, para os sistemas *onshore* e *offshore*, e apontadas as expectativas e as projecções a nível mundial.

No capítulo seguinte faz-se referência a trabalhos realizados na área das energias renováveis, sobre energia eólica e centrais de ciclo combinado a gás natural, e estudos de comparação das várias tecnologias. Mencionam-se artigos sobre análise de custos de produção de electricidade, incluindo custos ambientais, e onde se utilizou a avaliação do ciclo de vida. É, ainda, apresentado um estudo realizado pela União Europeia – *Externe* - para a determinação de custos externos na produção de energia, custos estes também incluídos na análise para esta dissertação.

O capítulo quinto compreende uma simulação dos custos totais de produção de electricidade a partir de um parque eólico de 20 MW localizado em Portugal. A análise económica considera custos de investimento, de operação e manutenção, de combustível (não aplicável neste caso) e custos externos ao longo do tempo útil da central (20 anos). Os custos externos referem-se a custos decorrentes da emissão de gases com efeito de estufa e que contribuem para o aquecimento global. Apresentam-se e discutem-se os resultados obtidos (com e sem custos externos) para a produção de electricidade a partir de energia eólica quando comparados com os obtidos para uma central de ciclo combinado a gás natural, uma tecnologia também em expansão. Avalia-se a inclusão dos custos ambientais na análise económica de forma a perceber qual a sua importância a nível da avaliação de projectos. É realizada, ainda, uma análise de sensibilidade à variação de alguns parâmetros económicos e do factor de carga das centrais.

No último capítulo faz-se uma síntese das principais conclusões com orientações e sugestões para trabalhos futuros.

## O Sector Eléctrico Português

---

## 2. O Sector Eléctrico Português

Após uma breve apresentação do sistema eléctrico nacional com informação da evolução da potência eléctrica instalada pelos vários produtores e do consumo total de energia é referida a evolução da contribuição das fontes de energia renováveis. Posteriormente é caracterizado o parque eólico nacional e mencionadas as perspectivas futuras para esta tecnologia.

### 2.1 Sistema eléctrico nacional

O Sistema Eléctrico Nacional (SEN) é constituído por dois subsistemas: o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI).

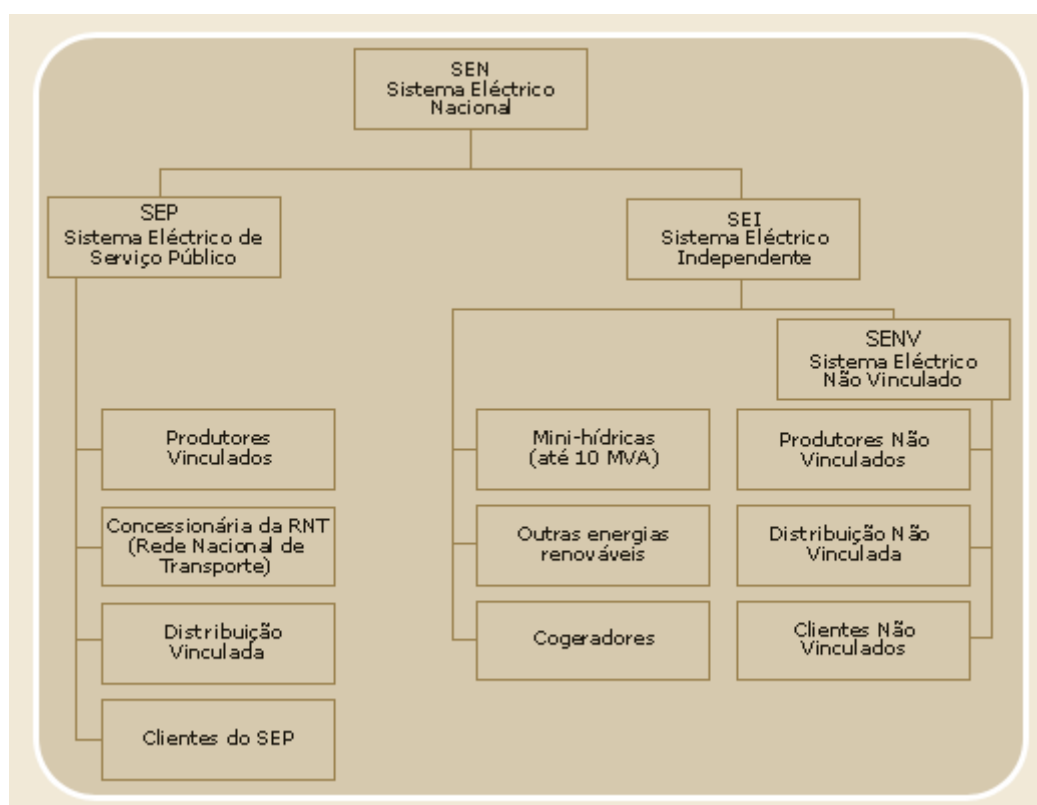


Figura 1. Esquema da organização do sistema eléctrico nacional (Fonte: REN).

O SEP, ao qual compete assegurar em todo o território nacional continental a satisfação das necessidades dos consumidores de energia eléctrica, compreende a Rede Nacional de Transporte – RNT (explorada pela Rede Eléctrica Nacional, S.A. – REN), o conjunto de instalações de produção (Produtores Vinculados) e as redes de distribuição (Distribuição Vinculada).

O SEI é composto pelo Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) e pelos Produtores em Regime Especial (PRE), isto é, produtores de energia eléctrica a partir de energias renováveis e em instalações de cogeração.

O SENV tem por finalidade a satisfação de necessidades próprias ou de terceiros. É constituído pelos produtores não vinculados, distribuidores não vinculados e clientes não vinculados, que têm direito a utilizar as redes do SEP para a transacção física de energia, mediante o pagamento de determinadas tarifas.

### **2.1.1 Evolução da potência eléctrica instalada**

Segundo relatórios da Rede Eléctrica Nacional, S.A., a potência instalada nas centrais SEP não sofreu modificações significativas no período de 2001-2003. Nas centrais SENV verificou-se uma redução de 59 MW, ocorrida em 2002, resultado da mudança de estatuto de um conjunto de pequenas centrais do grupo EDP que passaram a operar com estatuto de Produtores em Regime Especial. No final de 2003 a potência instalada nas centrais SEP e SENV ascendia a 9362 MW, com 45% em centrais hidroeléctricas e 55% em centrais térmicas.

Em 2004 entrou em serviço o segundo grupo da central hidráulica de Alqueva (120MW) e, em 2005, dois grupos da central hidroeléctrica de Frades (196 MW), obtendo-se, assim, uma potência instalada de 4339 MW nas centrais SEP. Para o aumento da produção térmica contribuíram, essencialmente, o segundo e terceiro grupos da central de ciclo combinado a gás natural do Ribatejo (392 MW em 2004 e 392 MW em 2005). Ao contrário do que se tem vindo a observar em relação às tecnologias de gás natural, a potência instalada em centrais a carvão e a fuel/gás natural tem-se mantido constante ao longo dos últimos anos e a de centrais de fuel+gasóleo tem vindo a reduzir desde 2002.

Segundo o Plano de Investimentos da RNT (REN, 2005b) prevê-se um crescimento acentuado das centrais de ciclo combinado a gás natural até 2013 e posteriormente novos investimentos devem ser realizados tanto ao nível do gás natural como das tecnologias a carvão.

Tabela 1. Potência instalada do parque electroprodutor (MW) (Fonte: REN, 2004b; REN, 2005a).

Ano		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Produção Hidráulica	Centrais SEP/EDIA	3903	3903	3903	3903	4023	4143	4339
	Centrais SENV	271	271	283	224	224	243	243
	<b>Total</b>	<b>4174</b>	<b>4174</b>	<b>4186</b>	<b>4127</b>	<b>4247</b>	<b>4386</b>	<b>4582</b>
Produção Térmica	Carvão	1776	1776	1776	1776	1776	1776	1776
	Fuel+Gasóleo	1899	1853	1853	1853	1721	1720	1673
	Fuel/Gás Natural	236	236	236	236	236	236	236
	Gás Natural	990	990	990	990	1382	1774	2166
	<b>Total</b>	<b>4901</b>	<b>4855</b>	<b>4855</b>	<b>4855</b>	<b>5115</b>	<b>5506</b>	<b>5851</b>
Produtores Regime Especial	Produtores Térmicos	581	635	671	715	755	1049	1159
	Produtores Hidráulicos	209	216	223	307	308	332	333
	Produtores Eólicos	49	70	101	153	242	475	896
	<b>Total</b>	<b>839</b>	<b>921</b>	<b>995</b>	<b>1175</b>	<b>1305</b>	<b>1856</b>	<b>2388</b>
Potência Instalada SEP/SENV <sup>(1)</sup>		9075	9029	9041	8982	9362	9892	10433
Potência Total Instalada		9914	9950	10036	10157	10667	11748	12821

<sup>(1)</sup> Não inclui os produtores em regime especial

Os Produtores em Regime Especial contribuíam, em 2003, com uma potência de ligação à rede de 1305 MW, repartindo-se por 242 MW eólicos, 308 MW hidráulicos e 755 MW térmicos renováveis e de cogeração, conforme tabela anterior.

Em 2004 verificou-se um crescimento acentuado devido principalmente aos sectores eólico e térmico. Este último caso deve-se ao efeito da Portaria n.º 399/2002, de 18 de Abril, que estabelece normas relativas ao estabelecimento e exploração das instalações de cogeração. Esta expansão continua em 2005, embora de forma menos significativa nos produtores térmicos.

Pelos dados fornecidos em 2005 estavam instalados mais de 10,4 GW no Sistema Eléctrico de Serviço Público e Sistema Eléctrico não Vinculado e quase 2,4 GW pelos Produtores em Regime Especial, o que corresponde a aproximadamente 18,6% da potência total instalada.

O peso dos PRE deverá ainda aumentar considerando, para além dos objectivos de instalação de fontes de energia renovável, a recente medida adicional do Programa Nacional para as Alterações Climáticas – PNAC 2006 - para os sistemas de cogeração com a meta de 2000 MW de capacidade instalada em 2010 (em vez de 1600 MW anteriormente previsto).

## 2.1.2 Evolução do consumo de energia eléctrica

No período 2001-2003, o consumo de energia eléctrica abastecido pela Rede Pública manteve o ritmo de crescimento elevado que vinha evidenciando em anos anteriores, quebrado apenas por algum abrandamento em 2002. Em 2001 o consumo cresceu 5,5%, enquanto que em 2002 o crescimento foi de 1,6%. A partir de 2003 tem-se verificado um aumento sempre na ordem dos 5-6% (ver tabela seguinte).

Em 2005 a produtividade hidroeléctrica foi muito baixa, o que implicou um aumento da produção térmica (especialmente das centrais a fuel/gasóleo). As entregas dos Produtores em Regime Especial (PRE) subiram 47%, para o qual contribuíram de forma mais significativa os sistemas eólicos e de cogeração. Estes produtores representam praticamente 14% da produção total, contribuindo para tal os sistemas de cogeração seguido das centrais eólicas.

Tabela 2. Consumo eléctrico referido à produção líquida das centrais SEP e SENV (GWh) (Fonte: REN, 2004b; REN, 2005a).

Ano		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Produção Hidráulica	Centrais do SEP	4033	6007	7107	3936	8928	8819	4360
	Fios de água Albufeiras	2423	4221	5500	2828	5037		
	Centrais do SENV	447	618	787	497	705	398	163
	Total	6903	10846	13394	7261	14670	9217	4523
Produção Térmica	Centrais do SEP	14142	13690	12699	14326	13641	13952	14291
	Carvão							
	Fuel/Gasóleo	6185	4110	5441	7315	2645	1984	4840
	Gás	7627	6464	6173	7716	5905	6395	6402
	Centrais do SENV (Gás)	-	-	-	-	203	3418	5088
	Total	27954	24264	24313	29357	22394	25749	30621
Produção líquida SEP/SENV		34857	35110	37707	36618	37064	34966	35144
Produção em Regime Especial	Hidráulicos	481	602	671	707	1024	689	388
	Térmicos	1701	1706	1645	1771	2202	2994	4432
	Eólicos	108	153	238	340	472	781	1725
Trocas com Estangeiro (Importação-Exportação)		-858	917	239	1899	2794	6479	6820
Bombagem Hidroeléctrica		491	558	485	670	485	408	568
Consumo Total		35798	37930	40015	40665	43071	45501	47941
Taxa de crescimento			5,96%	5,50%	1,62%	5,92%	5,64%	5,36%

## 2.1.3 Evolução do consumo de energia eléctrica e Produto Interno Bruto (PIB)

Nos últimos anos a procura de energia apresenta taxas significativamente superiores às do crescimento do PIB, como se pode observar na figura 2. Tal significa um aumento da intensidade energética no PIB. Além disso, o sistema energético português é fortemente dependente das fontes fósseis (petróleo, gás natural e carvão) o que origina um crescimento significativo das importações



(dada a dependência do exterior para o fornecimento desses combustíveis), para além do agravamento da poluição atmosférica.

Segundo o Secretário de Estado Adjunto da Indústria e da Inovação<sup>1</sup>, outro factor que contribui para esta última consequência diz respeito à ineficiência na utilização racional de energia, tanto por parte dos particulares (sector doméstico), como nos sectores de serviços e transporte, em contracorrente com a tendência verificada na generalidade dos Estados-Membros da União Europeia (UE).

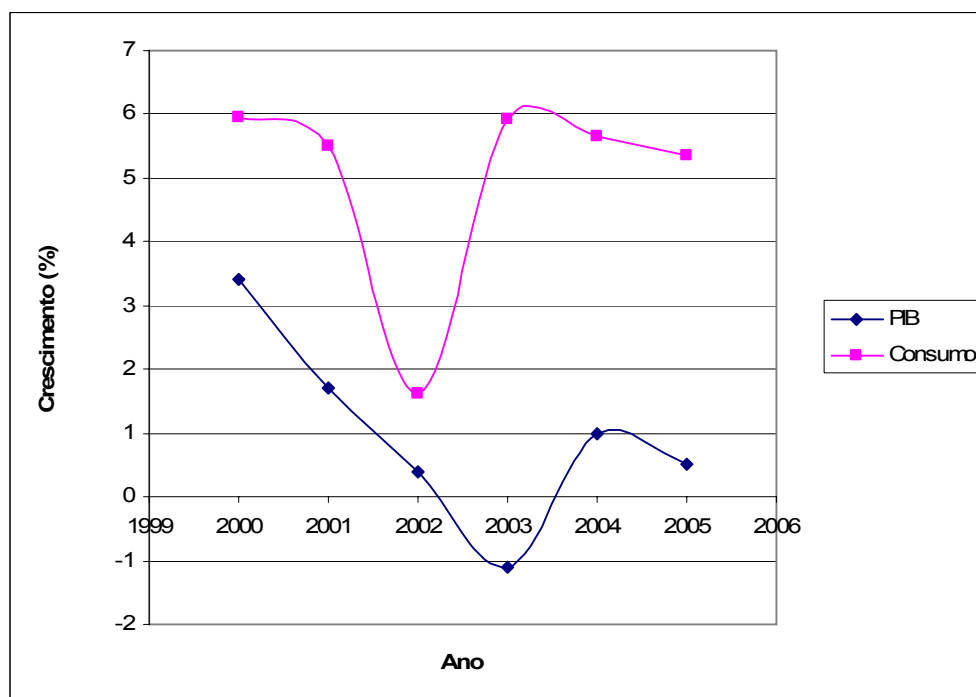


Figura 2. Variação do crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) e do consumo de electricidade (Fonte: FMI e REN).

Segundo a mesma fonte, para contrariar esta tendência, isto é, para garantir a redução do consumo de energia sem que isso se traduza numa redução da riqueza interna, foram definidos alguns objectivos, nomeadamente:

- Redução da dependência energética face ao exterior;
- Incentivo ao desenvolvimento das energias renováveis;
- Promoção da eficiência energética (nos vários sectores);
- Adequação ambiental de todo o processo energético, de modo a reduzir os impactos ambientais;
- Estimulação da concorrência;
- Criação de legislação adequada.

<sup>1</sup> Na Conferência Prime – “Dinamização do *Cluster* das Energias Renováveis ([http://www.portugal.gov.pt/Portal/PT/Governos/Governos\\_Constitucionais/GC17/Ministerios/MEI/Comunicacao/Intervencoes/20060221\\_MEI\\_Int\\_SEAII\\_Energias\\_Renovaveis.htm](http://www.portugal.gov.pt/Portal/PT/Governos/Governos_Constitucionais/GC17/Ministerios/MEI/Comunicacao/Intervencoes/20060221_MEI_Int_SEAII_Energias_Renovaveis.htm))

## 2.2 Produção de electricidade a partir de FER

A Directiva 2001/77/CE estabelece no n.º 2 do artigo 3º que os Estados-Membros deveriam aprovar e publicar, até 27 de Outubro de 2002 e posteriormente de cinco em cinco anos, um relatório a definir as metas indicativas nacionais relativas ao consumo futuro de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis (FER) em termos de percentagem do consumo de electricidade, para os 10 anos seguintes.

Nesse sentido, foi publicado pela Direcção Geral de Geologia e Energia (DGGE) o documento “Metas indicativas relativas à produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis em Portugal (2002-2012)”, no qual foram elaborados cenários de evolução tendo em consideração as estratégias de expansão elaboradas pela Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN) para o Sistema Eléctrico de Serviço Público e o Plano de Expansão do SEP de 2001 elaborado pela DGGE.

De acordo com o cenário previsto para a evolução do consumo bruto de electricidade entre 2002 e 2012 e, tendo em conta as metas previstas para Portugal na referida Directiva, a produção a partir de FER deverá ser cerca de 24,2 TWh, em 2010 (Tabela 3).

Tabela 3. Previsão da evolução do consumo bruto de electricidade, entre 2002 e 2012 (Fonte: DGGE, 2003).

Ano	Consumo Bruto no Continente (TWh)	Produção Renovável 39% do Consumo Bruto
2002	46,4	--
2003	48,3	--
2004	50,2	--
2005	52,1	--
2006	53,9	--
2007	55,8	--
2008	57,9	--
2009	59,9	--
2010	62,0	24,2
2012	66,5	25,9

Com base nos pressupostos acima referidos foram construídos os quadros das previsões da evolução da potência instalada e oferta de energia eléctrica a partir das FER a seguir apresentados.

Tabela 4. Previsão da evolução da potência instalada em centrais produtoras de electricidade a partir de FER (MW) (Fonte: DGGE, 2003).

Ano	Hídricas (SEP+SENV)	Hídrica (PRE)	Eólica	Biomassa + Biogás	RSU	Fotovoltaica	Ondas	Cogeração c/ Biomassa	Total
2002	4209	235	200	20	66	1	2	(1)	4736
2003	4445	245	260	25	66	1	5		5056
2004	4624	255	340	30	66	12	10		5340
2005	4624	270	500	40	66	20	20		5540
2006	4624	300	900	80	66	30	20		6020
2007	4624	350	1300	110	66	50	20		6510
2008	4857	410	1800	140	66	50	20		7343
2009	4995	480	2400	170	66	50	20		8181
2010	4995	500	2930	200	66	50	20		8761
2011	5123	505	2950	200	66	50	20		8914
2012	5123	510	2970	200	66	50	20		8939

(1) Não é possível fazer a desagregação entre a biomassa e combustíveis fósseis, sendo o valor total previsto, em 2010, de 1700 MW. Para valores de produção, apresentados no quadro seguinte, considerou-se que da produção total proveniente da cogeração cerca de 25% se refere a biomassa.

Tabela 5. Previsão da evolução da produção em centrais produtoras de electricidade a partir de FER (GWh) (Fonte: DGGE, 2003).

Ano	Hídricas (SEP+SENV)	Hídrica (PRE)	Eólica	Biomassa + Biogás	RSU	Fotovoltaica	Ondas	Cogeração c/ Biomassa	Total
2002	13591	797	383	35	450	1	2	1246	16505
2003	13958	832	518	68	450	1	10	1325	17162
2004	14370	866	675	110	450	9	25	1405	17910
2005	14210	910	945	147	450	21	50	1484	18217
2006	14193	987	1575	252	450	52	55	1538	19102
2007	14147	1126	2025	399	450	100	60	1591	19898
2008	14465	1316	3488	525	450	125	60	1644	22073
2009	14761	1542	4726	651	450	139	60	1697	24026
2010	14725	1698	6350	777	450	140	60	1750	25950
2011	14963	1741	6629	851	450	140	60	1762	26596
2012	14996	1758	6680	872	450	140	60	1777	26733

Para dar resposta às necessidades, uma vez que a rede actual não tem capacidade para receber e transportar a totalidade da potência a instalar, foi também elaborado pela REN um plano específico de reforço da rede no qual estão previstos 10 novos pontos de recolha de produção, a construção de novas linhas da Rede Nacional de Transporte (RNT) e o reforço de elementos, linhas e subestações existentes.

A Directiva 2001/77/CE prevê ainda, no n.º 3 do artigo 3º, a publicação por parte dos Estados-Membros de um relatório que inclua uma análise da realização das metas indicativas nacionais.

Assim, em Novembro de 2005 foi publicado o “2º Relatório de avaliação da realização das metas indicativas relativas à produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis em Portugal”, que apresenta a evolução da produção de electricidade a partir de FER até 2004. No entanto, também no site da DGGE são publicadas estatísticas com os dados mais actualizados e que se apresentam nas tabelas seguintes.

Tabela 6. Evolução da potência total instalada em FER (MW) (Fonte: DGGE, 2006).

Unidades: MW	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Hídrica Total	4228	4236	4236	4288	4292	4561	4743
Grande Hídrica (>30 MW)	3783	3783	3783	3783	3783	4043	4225
PCH (>10 e ≤30 MW)	226	228	240	251	251	251	251
PCH (≤ 10 MW)	219	226	240	254	258	267	267
Eólica	51	76	114	175	253	537	1043
Biomassa (c/ cogeração)	344	344	344	372	352	357	357
Biomassa (s/ cogeração)	8	8	8	8	8	12	12
Resíduos Sólidos Urbanos	88	88	88	88	88	88	88
Biogás	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	7,0	7,1
Fotovoltaica	0,9	1,2	1,3	1,5	2,1	2,3	2,3
Ondas/Marés	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>4721</b>	<b>4754</b>	<b>4819</b>	<b>4933</b>	<b>4996</b>	<b>5564</b>	<b>6252</b>

Tabela 7. Evolução da energia eléctrica produzida através de renováveis (GWh) (Fonte: DGGE, 2006).

Unidades: GWh	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Hídrica Total Real	12953	7514	11607	14240	8096	15894	10053	4917
Grande Hídrica (>30 MW)	11844	6556	10388	12887	6896	14303	9065	4376
PCH (>10 e ≤30 MW)	621	458	628	690	615	822	487	261
PCH (≤ 10 MW)	489	500	590	663	585	769	501	280
Eólica	78	108	154	239	341	468	787	1725
Biomassa (c/ cogeração)	1021	1075	1030	1065	1166	1069	1206	1306
Biomassa (s/ cogeração)		3,2	7,1	21,4	41,9	42,9	52	52
Resíduos Sólidos Urbanos		157	514	511	518	523	475	472
Biogás	0,6	1,1	1,6	2,2	2,5	2,3	14	27
Fotovoltaica	0,8	1,1	1,4	1,6	1,8	2,6	3,0	3,0
Ondas/Marés								
<b>Total</b>	<b>14054</b>	<b>8860</b>	<b>13315</b>	<b>16080</b>	<b>10168</b>	<b>18002</b>	<b>12590</b>	<b>8501</b>
IPH (ano base Directiva – 1997)	0,852	0,557	0,885	0,975	0,623	1,090	0,664	0,336
Hídrica Total Corrigida (IPH=1*)	15204	13490	13115	14605	12995	14581	15140	14633
Total Corrigido	16304	14836	14823	16445	15067	16690	17677	18218
Prod. Bruta + Saldo Imp. (GWh)	38262	41358	43535	45484	46652	48220	50017	51747
<b>% de renováveis (Real)</b>	<b>36,7%</b>	<b>21,4%</b>	<b>30,6%</b>	<b>35,4%</b>	<b>21,8%</b>	<b>37,3%</b>	<b>25,2%</b>	<b>16,4%</b>
<b>% de renováveis (Directiva)</b>	<b>42,6%</b>	<b>35,9%</b>	<b>34,0%</b>	<b>36,2%</b>	<b>32,3%</b>	<b>34,6%</b>	<b>35,3%</b>	<b>35,2%</b>

\*A hidraulicidade condiciona significativamente os resultados obtidos na produção de electricidade a partir de FER, pelo que é utilizado o referencial de Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica (IPH) relativo ao ano base, 1997.

Começando por comparar as estimativas para a potência total instalada a partir de FER efectuadas no documento da DGGE sobre as metas de produção de electricidade a partir de FER (DGGE, 2003) e o indicado nas estatísticas rápidas da mesma entidade (DGGE, 2006), verifica-se

que, com excepção do ano de 2003, as expectativas são ligeiramente excedidas (embora no primeiro relatório não esteja contabilizada a biomassa com geração).

Para tal contribuiu fortemente a evolução da energia eólica, sendo a que mais se destaca e que atinge em 2005 mais do dobro do esperado aquando da elaboração das metas. Exceptuando a biomassa e o biogás (que ou não estão contabilizados ou desagregados e, portanto, com os dados apresentados, não se podem retirar conclusões) apenas a eólica e os resíduos sólidos urbanos ultrapassaram as previsões.

Relativamente à produção de electricidade a partir das fontes renováveis, verifica-se que o valor corrigido total, entre os anos 2002 e 2004, é ligeiramente inferior ao esperado, mas em 2005 a quantidade produzida (corrigida) é igual à estimada.

Se se analisarem individualmente as várias fontes, verifica-se que a principal discrepância diz respeito à produção hídrica e sobretudo à grande hídrica (> 10MW). Esta diferença deve-se essencialmente à baixa hidraulicidade verificada em 2005.

A energia hídrica tem uma importância significativa na produção renovável contribuindo com 54,5% de grande hídrica, seguindo-se a energia eólica com 20,3%, a biomassa com 16% e a pequena hídrica com 3,3% (valores não corrigidos).

Após as correcções em termos de hidraulicidade obtém-se a percentagem da electricidade a partir de FER de acordo com o estipulado pela Directiva 2001/77/CE e que ronda, nos últimos três anos, os 35% em relação ao total produzido. Portanto, não atinge ainda o objectivo da referida directiva, igual a 39%.

Na tabela seguinte são apresentadas as estimativas de evolução da potência instalada para as várias tecnologias renováveis e percentagem das respectivas produções até 2010 segundo o 2º Relatório de Avaliação das Metas (DGGE, 2005). Esta previsão assumiu um crescimento da produção bruta total de 4% ao ano até 2010 e ainda não incluiu o alargamento dos objectivos da energia eólica a 5100 MW, em 2012.

Tabela 8. Centrais produtoras instaladas e previsão para 2010 em Portugal Continental (Fonte: DGGE, 2005).

	MW ligados em 1997	Estimativa MW FER 2006				Estimativa MW FER 2008			Estimativa conservadora MW FER 2010		
		(a) Ligados Set. 05	(b) Em construção	Total MW 2006 (c)=(a)+(b)	% produção bruta 2006	(d) Em licenciam. - c/ lig. rede	Total MW 2008 (e)=(c)+(d)	% produção bruta 2008	(f) Ligação à rede em estudo	Total MW 2010 (g)=(e)+(f)	% produção bruta 2010
Grande Hídrica	4007	4476	-	4476	22,40%	-	4476	20,70%	922	5398	21,20%
PCHs (Peq. Cent. Hidroeléctricas)	205	267	144	411	1,60%	9	420	1,80%	180	600	2,00%
Eólica	22	905	1489	2394	6,90%	1011	3405	11,20%	-	3405	12,20%
Biomassa (c/ cogeração)	350	357	4	361	2,10%	1	362	1,90%	-	362	1,80%
Biomassa (s/ cogeração)	-	12	-	12	0,10%	49	61	0,40%	93	154	1,00%
Resíduos Sólidos Urbanos	-	88	-	88	0,90%	-	88	0,90%	-	88	0,80%
Biogás	1	7	19	26	0,10%	-	26	0,10%	25	51	0,20%
Fotovoltaica	0,5	2	78	80	0,10%	20	100	0,20%	26	126	0,30%
Ondas/Inovação	-	-	4	4	0,00%	-	4	0,00%	26	30	0,00%
<b>Total</b>	<b>4586</b>	<b>6114</b>	<b>1738</b>	<b>7852</b>	<b>34,20%</b>	<b>1090</b>	<b>8942</b>	<b>37,10%</b>	<b>1272</b>	<b>10214</b>	<b>39,40%</b>

Como se pode analisar pela tabela, exceptuando a grande hídrica e a energia eólica, as restantes FER deverão ter uma contribuição marginal.

A grande hídrica é a que apresenta um maior peso na produção eléctrica, mas está sujeita às condições climáticas. Num ano de baixa hidraulicidade, como o verificado em 2005, terá de se recorrer a outro tipo de fonte de energia, nomeadamente a produção térmica a partir de centrais a fuel/gasóleo, tal como ocorreu nesse ano. Além disso, este sector tem-se deparado com sérios obstáculos ambientais (BCG, 2004) e, consequentemente, com uma expansão inferior à esperada, pelo que poderá não ser possível atingir os objectivos propostos.

Dadas as contribuições marginais das restantes fontes de energia, as dificuldades previstas no sector hídrico, assim como a evolução do crescimento registada e as actuais previsões, espera-se que a tecnologia eólica desempenhe um papel fundamental no cumprimento das metas. Este sector apresenta um potencial elevado, mas o seu desenvolvimento está sujeito a vários factores, como por exemplo a capacidade empreendedora e financeira, o período necessário para os pedidos de licenciamento ou a capacidade de recepção ou adaptação por parte da rede eléctrica.

O desenvolvimento da produção em regime especial é fundamental para o cumprimento dos objectivos a nível ambiental e energético, assim como do ponto de vista económico, pois permitirá contribuir para (BCG, 2004):

- a diminuição do consumo de combustíveis fósseis e consequente redução na importação dos mesmos;
- a diminuição da emissão de gases com efeito de estufa e outros poluentes;
- a redução de aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>;
- a satisfação de grande parte do aumento de procura previsto, reduzindo assim a dependência energética externa e reduzindo o risco associado a rupturas no fornecimento de combustíveis ou à volatilidade do seu preço;
- a redução de risco no abastecimento devido a problemas de rede pela exigência de investimentos na mesma, originando a melhoria no sistema de transporte e distribuição;

- o desenvolvimento do mercado nacional no fornecimento de equipamentos para estes projectos.

Contudo, é muitas vezes utilizado o argumento de que este tipo de produção apresenta um custo adicional sobre o sistema e posteriormente um aumento na tarifa final. BCG (2004) refere que esta situação se verifica quando são apenas incluídos os custos de produção, não sendo contemplados os custos ambientais. A mesma fonte menciona que em determinados cenários que incorporem os custos ambientais a produção em regime especial torna-se competitiva relativamente às tecnologias convencionais mais eficientes.

## **2.3 Potência eólica instalada**

Embora Portugal tenha grandes tradições no aproveitamento da energia do vento, desde a moagem de cereais à navegação à vela, sendo mesmo pioneiro na utilização da tecnologia, tal não se tem verificado no que respeita à sua utilização destinada à produção de electricidade. A ausência de acções de caracterização do potencial eólico, a falta de incentivos ao aproveitamento das energias renováveis em geral, a menor sensibilidade relativamente a problemas de natureza ambiental e as especificidades no que respeita à produção e distribuição de electricidade terão estado na base deste atraso (ADENE/INETI, 2001).

Em termos de recursos, Portugal tem condições bastante favoráveis ao aproveitamento da energia do vento. Estudos cobrindo a maioria das zonas onde se estima que estejam concentrados os recursos apontam como viável a instalação de 2000 MW de potência, considerando um patamar de rentabilidade de 2500 horas brutas anuais equivalentes de funcionamento a plena carga. Embora restrições ambientais severas possam limitar este valor, o potencial sobe significativamente com a descida do patamar de rentabilidade dos parques eólicos. Assumindo um valor mínimo de 2000 horas brutas anuais obtém-se um potencial nacional superior a 3500 MW (ADENE/INETI, 2001).

Este potencial poderá ainda ser aumentado tendo em consideração a possível evolução tecnológica, que demonstrou no passado ser capaz de alargar significativamente as oportunidades do sector (BCG, 2004).

Existem, no entanto, algumas barreiras e limitações que deverão ser ultrapassadas para acelerar a instalação de parques eólicos, nomeadamente:

- a dificuldade em encontrar soluções para o escoamento da energia: diversas vezes os locais de maior potencial eólico encontram-se em zonas remotas, servidas por redes fracas, sendo necessária a construção de linhas de grande extensão, a expensas dos promotores, pondo em causa a viabilidade dos projectos.

- o frequente cruzamento de interesses nos locais mais favoráveis para a construção de parques eólicos, na sua maioria objecto de estatutos de protecção ambiental: na maior parte dos casos é exigido ao promotor um estudo de incidências ambientais, cujo grau de profundidade depende da sensibilidade do local, sendo analisados aspectos como o ruído, o impacto visual e a influência na avifauna.

- os procedimentos administrativos e burocráticos complexos e desencorajadores, envolvendo diversos organismos, sendo importante uma coordenação por todos os envolvidos de modo a desenvolver acções paralelas, encurtando os tempos de resposta.

Mesmo com as dificuldades referidas, tem-se verificado uma mudança de atitudes por parte dos agentes envolvidos e actualmente Portugal pertence ao grupo de novos mercados que estão a surgir na Europa, tendo instalado até finais de 2004 cerca de 537 MW de potência e mais 506 MW em 2005, perfazendo um total de 1043 MW de capacidade instalada (DGGE, 2006).

No gráfico seguinte é apresentada a evolução da potência eólica instalada e acumulada.

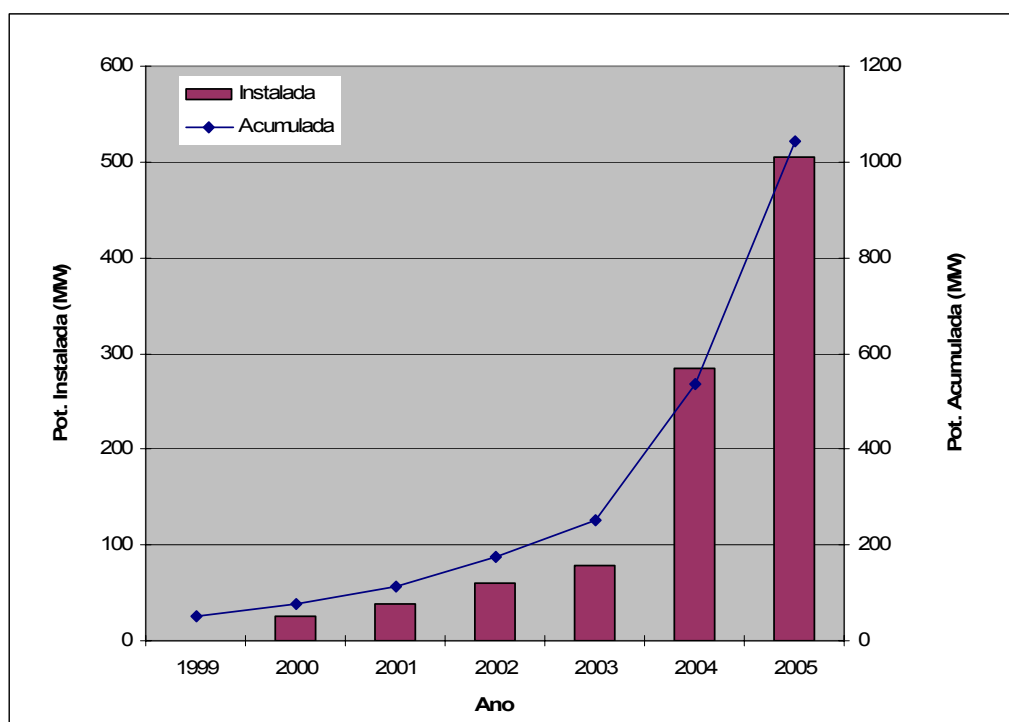


Figura 3. Evolução da capacidade eólica instalada e acumulada, em Portugal (Fonte: DGGE, 2006).

Durante o período de 1999 a 2005, a taxa média de crescimento anual foi de 67%, mas a grande evolução ocorreu em 2004 e 2005, com taxas de crescimento de 112% e 94%, aproximadamente, ultrapassando os objectivos estipulados para estes anos no relatório sobre as metas a partir de FER (DGGE, 2003).



Contudo, ainda está bastante distante dos líderes da Europa, nomeadamente a Alemanha, que atingiu 18 GW de potência total instalada em 2005, a Espanha, que ultrapassou os 10 GW nesse ano, e até mesmo a Dinamarca, com mais de 3 GW.

Segundo dados da DGGE (2006), no final de 2005 esta fonte de energia representava cerca de 20% da produção de electricidade a partir de renováveis e apenas 3,3% da produção total nacional. Pelo 2º Relatório de Avaliação da Realização das Metas a partir de FER, em Portugal prevê-se que esta fonte de energia contribua para 12,2% da produção eléctrica total em 2010. Considerando que no mesmo relatório não estava previsto o novo objectivo para a energia eólica de atingir 5100 MW de potência instalada até 2012, o seu peso na produção de electricidade poderá aumentar, tornando-se num valor bastante superior ao actualmente verificado e, portanto, num objectivo ambicioso.

Pelo mapa seguinte podemos comparar a distribuição da potência instalada para Portugal Continental, em 2005 (valores tabelados em anexo – Anexo 1). É o distrito de Coimbra que apresenta maior capacidade, seguido dos distritos de Vila Real, Viseu e Lisboa.

Embora a maioria da capacidade esteja instalada a norte e na zona litoral, grande parte do potencial eólico situa-se em regiões montanhosas do interior, zona com baixos consumos e onde a rede existente foi desenvolvida apenas para os meios de produção até então existentes.

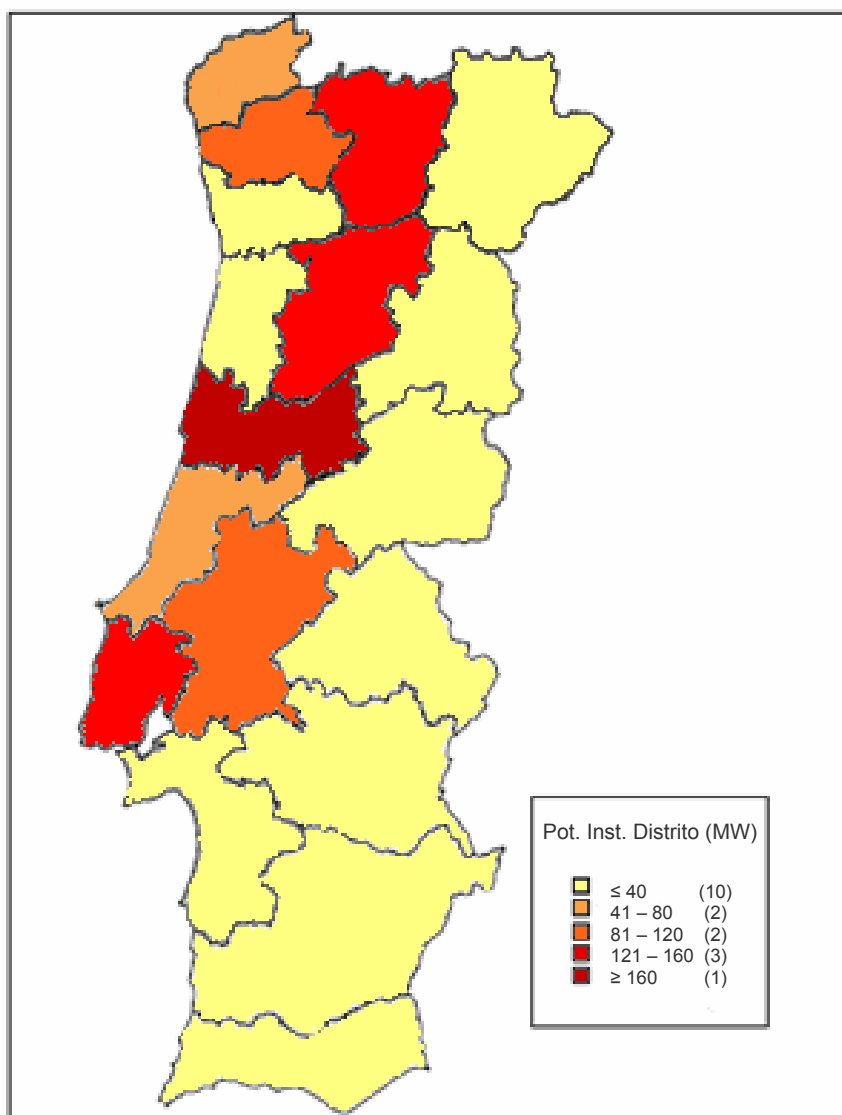


Figura 4. Distribuição da potência eólica instalada por distrito, em 2005 (Fonte: DGGE, 2006).

Para se concretizarem os objectivos de crescimento da potência instalada de tecnologia eólica (4700 MW em 2010), definidos na Resolução de Conselho de Ministros n.º 104/2006 (PNAC 2006), o sector terá de crescer a um ritmo muito elevado. Em concreto, será necessário construir cerca de 732 MW de capacidade por ano (considerando os valores totais instalados em 2005), valor significativamente mais elevado do que o verificado em 2004 (284 MW) e até mesmo em 2005 (506 MW). Tal significa crescer a uma taxa média anual de aproximadamente 36%, em linha com o crescimento verificado na Dinamarca (36%) e na Alemanha (43%) durante os respectivos períodos de grande expansão do sector (contudo inferior à que a Espanha conseguiu obter, com valores de cerca de 65%) (BCG, 2004).

Segundo o relatório da BGC (2004), a tecnologia eólica é, das energias renováveis, a que apresenta maior potencial de crescimento. No entanto, existem em Portugal alguns obstáculos ao seu desenvolvimento, nomeadamente:

- incerteza relativamente ao prazo de vigência da actual tarifa,
- demora nos processos de licenciamento,
- dificuldades de ligação às redes públicas.

No mesmo relatório é referida uma avaliação do efeito dos instrumentos legislativos por parte da Comissão Europeia indicando que o desenvolvimento verificado nos líderes europeus (Alemanha, Espanha e Dinamarca) beneficiou de um enquadramento financeiro atraente a longo prazo, remoção das barreiras administrativas, garantia de acesso imparcial e tarifas não discriminatórias.

O Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, vem alterar a questão da incerteza nas tarifas, actualizando os valores constantes da fórmula de remuneração de electricidade produzida a partir de recursos renováveis e garantindo a respectiva remuneração por um prazo considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos efectuados.

Mantêm-se, no entanto, os problemas decorrentes do processo de licenciamento e de ligação à rede.

O processo de licenciamento envolve diversas entidades, desde a DGGE, o Instituto do Ambiente, a Direcção Regional de Economia, as Câmaras Municipais, entre outras, podendo demorar até seis anos devido à ausência de prazos ou critérios claros. As fases mais demoradas prendem-se com as avaliações de impacto ambiental, os licenciamentos das linhas (verificando-se atrasos na aprovação, construção e verificação das mesmas) e a obtenção das licenças de exploração (BCG, 2004).

Relativamente à ligação à rede, apesar dos planos de expansão previstos pela Rede Eléctrica Nacional e que visam dar resposta às necessidades de produção, existe o risco de atrasos na sua execução, o que originará atrasos na entrada em funcionamento da potência atribuída. Acrescem, ainda, as dificuldades associadas à construção de linhas de ligação dos parques à rede eléctrica que deverá ser suportada pelos promotores, mas posteriormente operadas pelo operador de rede. É, portanto, necessário um entendimento entre as duas partes envolvidas e uma partilha dos custos acrescidos que a ligação implica. Por último, surgiram algumas dúvidas quanto à capacidade do sistema electroprodutor absorver de forma segura o volume de produção eólica previsto, mas existem estudos que revelam que esta questão não deverá constituir um problema.

## 2.4 Perspectivas futuras para a energia eólica

Segundo a Agência Internacional de Energia (OCDE/IEA, 2004), em 2002 demorava-se entre 2 a 6 anos para obter as licenças ambientais por parte do Ministério do Ambiente, para além do tempo necessário para a realização do projecto e a falta de transparência nos critérios utilizados para

a avaliação de impacto ambiental. Estes factores tornam o investimento arriscado, uma vez que várias condições financeiras e técnicas poderão ser alteradas durante esse processo.

Embora já tenham sido requeridas licenças para uma capacidade que se aproxima das metas indicativas para a energia eólica, o governo não pretende emitir licenças que ultrapassem esse valor devido a dificuldades e custos associados da ligação à rede eléctrica e aos atrasos verificados nos projectos já licenciados.

Para a criação de condições técnicas de funcionamento da rede nacional de transportes nos próximos anos, a REN apresentou um Plano de Investimento da Rede para o período de 2006 a 2011 (PIR 2006-2011) considerando as previsões do consumo assumidas na “Proposta de Evolução do Sistema Electroprodutor – Período 2006-2025” (PESEP 2006-25), de Junho de 2005.

Seguindo o PIR 2006-2011, o cenário considerado apresenta uma evolução no consumo final desde os 45,8 TWh em 2006 até aos 56,9 e 71,9 TWh em 2011 e 2016, respectivamente, a uma taxa média anual de 4,6%. Assume, ainda, a instalação:

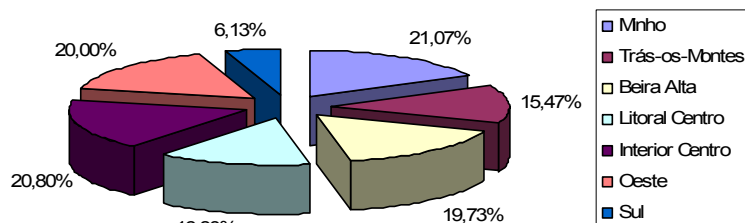
- ao nível das grandes centrais hídricas: as centrais do Baixo Sabor (2012), de Picote (2012), de Linhares (2013), de Bemposta 2 (2014) e de Foz-Tua (2015);
- ao nível das centrais térmicas de base: 6 novos grupos de 450 MW a carvão, 5 de ciclo combinado de 400 MW e 3 de ciclo simples de 250 MW;
- ao nível de centrais de ponta e apoio em regime seco: 3 grupos de 250 MW de turbinas a gás, ciclo simples;
- ao nível de produção em regime especial: conjunto de reforços para permitir receber e transportar a potência proveniente da PRE de acordo com a Directiva 2001/77/CE, nomeadamente 4500 MW de potência eólica (não abrangendo, portanto, a nova meta de 5100 MW).

Aquando da elaboração do referido relatório já se encontravam atribuídos pontos de recepção para projectos eólicos num valor de aproximadamente 3800 MW, dos quais 990 MW já se encontravam ligados em finais de Setembro de 2005 (acabando por atingir os 1043 MW no final desse ano, segundo dados da DGGE).

Tendo em consideração os elementos sobre avaliação do recurso eólico e os pontos de interligação entretanto atribuídos pela DGGE, a REN procedeu a uma reestruturação na repartição da potência eólica por regiões, que apresentou no seu plano de investimentos para o período de 2006-2011. Neste plano foi apenas considerada a meta até então estabelecida, igual a 4500 MW de potência eólica instalada até 2010.

Tabela 9. Previsão dos montantes de potência eólica por região, no horizonte 2010 (Fonte: REN, 2005b).

Zonas	Potência (MW)
Minho	790
Trás-os-Montes	580
Beira Alta	740
Litoral Centro	630
Interior Centro	780
Oeste	750
Sul	230
<b>Total</b>	<b>4500</b>



O mapa seguinte ilustra a situação prevista quanto à capacidade e localização provável dos parques eólicos em Dezembro de 2011, segundo a REN.

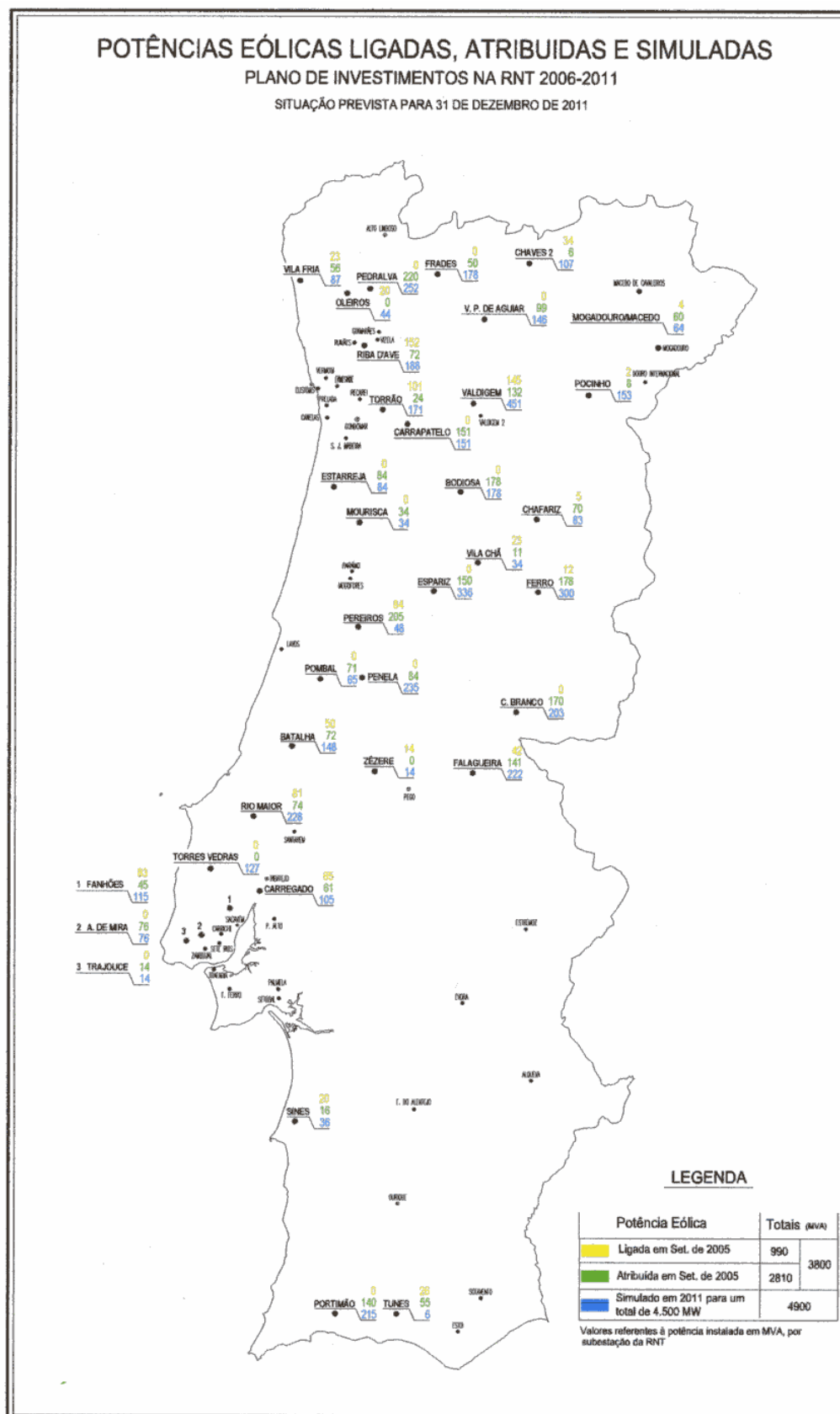


Figura 5. Estimativa da localização geográfica de produção eólica no horizonte 2010. (Fonte: REN, 2005b).

A produção eólica é aquela que irá provocar maior impacto na RNT devido ao significativo valor absoluto, assim como ao facto de, como já referido, a maior parte do potencial se situar em regiões montanhosas e do interior, onde as redes se encontram pouco desenvolvidas e os consumos são pouco significativos. Estas duas situações implicam a necessidade de reforços suplementares na RNT, de modo a ter capacidade de recepção e a efectuar o transporte para a região litoral com estabilidade e segurança.

Estão a ser realizados estudos pela REN conjuntamente com outras entidades, incluindo os fabricantes dos aerogeradores, com o objectivo de analisar a estabilidade do sistema integrando grandes volumes de produção eólica, que podem por em risco a segurança do funcionamento do sistema eléctrico, e avaliar e estabelecer limites de produção eólica.

No entanto, a estimativa realizada pela REN já não garante a nova meta entretanto estipulada pelas Resoluções do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro e n.º 104/2006 de 23 de Agosto de 2006 (PNAC 2006) de atingir os 5100 MW em 2012, ou 4700 MW em 2010.

Em Julho de 2005 foi publicado um anúncio do concurso público para atribuição de 1200 MW (que poderão ir até 1500 MW) de nova potência para a produção de electricidade em centrais eólicas. O concurso, ainda a decorrer, está organizado em duas fases: a primeira – Fase A – para atribuição de um lote de 800 MW, que poderão ser acrescidos de 200 MW e a segunda – Fase B – para a atribuição de 400 MW, que poderão ser acrescidos em 100 MW. Segundo o Caderno de Encargos a potência prevista para cada Lote deve estar disponibilizada até 31 de Dezembro de 2013.

A data limite para entrega das propostas foi em Março deste ano, mas ainda falta passar por uma fase de negociações antes da decisão final e adjudicação.

Participaram quatro consórcios, mas só dois deles – Eólicas de Portugal (liderado pela EDP) e Ventinveste (liderado pela Galp Energias) passaram à fase de negociações directas com o júri. Os restantes (Novas Energias Ibéricas e Ventonorte, liderados pela Iberdrola e Enel/Unión Fenosa, respectivamente) ficaram de fora, mas recorreram da decisão, adiando a decisão final, que estava prevista para Setembro deste ano.

Espera-se que este projecto traga, para além do cumprimento das metas estabelecidas por Portugal, um impacto económico, o apoio à inovação e a criação de um *cluster* industrial de apoio ao sector, através de, por exemplo, implementação de unidades de produção de componentes e unidades fabris de montagens de aerogeradores.

O consórcio que actualmente está melhor classificado (Eólicas de Portugal) prevê na proposta apresentada a criação de 1800 postos de trabalho, a constituição de um fundo para financiamento do sistema científico nacional, a instalação de 48 parques eólicos espalhados pelas

regiões do Norte, Centro, Oeste, Lisboa e Algarve e a construção de sete fábricas (de vários componentes dos aerogeradores e de secções metálicas).

Apesar das expectativas e da atribuição de nova potência, podem constatar-se algumas dificuldades no cumprimento do objectivo de atingir 5100 MW de potência eólica instalada até 2012. A potência eólica lançada em concurso não está contemplada no PIR 2006-2011 e mesmo para a capacidade prevista existem riscos na conclusão atempada dos reforços da rede. Outro grande obstáculo prende-se com a actual demora nos processos de licenciamento.

A verificar-se o cumprimento das metas e tendo em conta o valor total instalado até 2005, apresentado pela DGGE, deverá ser instalada uma média de 732 MW de potência por ano, mais 47% do que a instalada em 2005, atingindo um valor em termos de produção eléctrica aproximadamente igual a 12%, superior à contribuição desta fonte em países como Espanha (6%) e Alemanha (5%) e perto da contribuição na Dinamarca (19%).



# O Sector Eólico e a sua Relevância no Contexto Energético Actual

### 3. O Sector Eólico e a sua Relevância no Contexto Energético Actual

Neste capítulo é realizada uma introdução geral sobre a preocupação existente em torno das emissões de gases com efeito de estufa e o seu contributo para o aquecimento global. São apresentados os quadros legislativos que referem as medidas tomadas a nível mundial e europeu e mais concretamente a nível nacional, no que diz respeito ao controlo das emissões e ao incentivo à utilização de fontes de energia renovável.

Posteriormente é caracterizada a evolução da capacidade eólica instalada na Europa e no Mundo, para os sistemas *onshore* e *offshore*, e apontadas as expectativas e as projecções a nível mundial.

#### 3.1 Protocolo Quioto

As actividades humanas são responsáveis pelo aumento das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) na atmosfera. Estes gases contribuem para o aquecimento global e, consequentemente, para as alterações climáticas verificadas no planeta, afectando o ambiente e a saúde pública.

Os primeiros gases identificados como responsáveis pelo aumento do efeito de estufa foram o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), o metano (CH<sub>4</sub>) e o óxido nitroso (N<sub>2</sub>O). Mais recentemente adicionaram-se os compostos halogenados (hidrofluorcarbonos – HFC, perfluorcarbonos – PFC e hexafluoreto – SF<sub>6</sub>). O ozono (O<sub>3</sub>), presente tanto na estratosfera como na troposfera, é também considerado um importante GEE.

O aumento a nível mundial de produção e consumo de energia através da utilização de combustíveis fósseis (carvão e petróleo) levou a uma crescente concentração de GEE's. A minimização ou redução do impacto causado por estas emissões atmosféricas passa, para além de medidas de redução do consumo, de melhoria ambiental das tecnologias, entre outras pela substituição do combustível fóssil por fontes de energia renováveis.

Uma série de eventos iniciados em Toronto, no Canadá (Outubro de 1988), passando pela Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, no Rio de Janeiro, Brasil (Junho de 1992), levou à assinatura do Protocolo de Quioto (PQ), em Quioto, no Japão (Dezembro de 1997), um tratado internacional com compromissos rígidos para a redução dos GEE entre 2008 e 2012, e que entrou oficialmente em vigor a 16 de Fevereiro de 2005 (aprovado por Portugal pelo Decreto-Lei n.º 7/2002, de 25 de Março).

Este Protocolo destina-se a tornar operacional e dar eficácia jurídica aos objectivos da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, de modo a garantir o estabelecimento de compromissos quantificados de limitação ou redução das emissões dos seis principais GEE e tendo em vista uma redução global das mesmas em, pelo menos, 5% abaixo dos níveis de 1990 (Decreto-Lei n.º 7/2002, de 25 de Março).

No quadro da União Europeia (UE) e das obrigações do Protocolo, Portugal deve limitar o aumento das suas emissões em 27% no período 2008-2012, em relação a 1990 (Decreto-Lei n.º 7/2002, de 25 de Março).

O Protocolo prevê três mecanismos de mercado para atingir o objectivo global de redução: o comércio internacional de emissões, a implementação conjunta e o mecanismo de desenvolvimento limpo. Incentiva os países a cooperarem entre si, através de algumas acções básicas como:

- Reformar os sectores de energia e transporte;
- Melhorar a eficiência energética;
- Promover o uso de fontes energéticas renováveis (FER);
- Eliminar mecanismos financeiros e de mercado inapropriados aos fins da Convenção;
- Limitar as emissões de metano e outros gases com efeito de estufa na produção de resíduos e dos sistemas energéticos;
- Proteger florestas e outros sumidouros de carbono.

A nível nacional têm sido elaboradas estratégias no sentido de dar resposta ao problema das alterações climáticas e dos compromissos assumidos.

O Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) é a estratégia nacional desenvolvida com o objectivo de controlar e reduzir as emissões de GEE, de modo a respeitar os compromissos de Portugal no âmbito do Protocolo de Quioto e de partilha de responsabilidade no seio da UE.

A primeira versão do PNAC foi aprovada em 2002 após discussão pública, na versão PNAC 2001. Em Dezembro de 2003, a Comissão para as Alterações Climáticas aprovou medidas adicionais, também sujeitas a discussão pública e aprovadas em Junho de 2004 pelo Conselho de Ministros. Foram, posteriormente, publicadas na Resolução do Conselho de Ministros n.º 119/2004, de 31 de Julho, que estabelece o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC 2004).

Em Janeiro de 2006 foi publicado um relatório que avalia o estado de cumprimento do Protocolo de Quioto por parte de Portugal e revê as estimativas de projecção de gases com efeito de estufa efectuadas no PNAC 2004.

Com base nos dados referidos no relatório foram revistas as medidas a adoptar e aprovado pelo Conselho de Ministros o novo programa – PNAC 2006 – em 3 de Agosto deste ano, publicado na Resolução do Conselho de Ministros nº 104/2006, de 23 de Agosto.

Segundo o relatório síntese apresentado na referida Resolução, as estimativas para 2010 apontam para uma evolução nas emissões, face a 1990, de 36,6% para um cenário de referência e de 31,8% para um cenário de medidas adicionais, isto é, uma quantidade acima do estipulado de 7414 Gg e 3726 Gg CO<sub>2</sub>e (gigagramas de CO<sub>2</sub> equivalente<sup>2</sup>), respectivamente. A referência de informação ao ano 2010 deve-se ao facto de este ser o ponto médio do período de cumprimento (2008-2012).

Na tabela 10. é apresentado o quadro de emissões de GEE no período 1990-2010, para dois cenários: o cenário de referência (com as medidas em vigor) e o cenário de medidas adicionais.

Como se pode verificar pelos valores da tabela, o sector da energia é o que mais contribui para as emissões de GEE, com um peso de 67% em 1990, aumentando para 75% do total nacional de emissões em 2010. Em termos de quantidades este sector deve contribuir com 65741 Gg de CO<sub>2</sub>e em 2010 (cenário de referência), o que corresponde a um crescimento de quase 65% em relação a 1990 (que era de 40172 Gg de CO<sub>2</sub>e).

Ainda neste sector, e em 1990, as actividades relacionadas com a indústria da electricidade e calor são as que têm maior peso – 35% (conforme figura 6.) – descendo para 30,2% em 2010, sendo ultrapassadas, neste ano, pelo sector dos transportes, que atingirá os 32,2%.

---

<sup>2</sup> Gg equivale a kt

Tabela 10. Balanço nacional de emissões de gases com efeito de estufa (Fonte: PNAC 2006<sup>3</sup>).

ACTIVIDADES (Gg CO <sub>2</sub> e)	1990	CENÁRIO DE REFERÊNCIA			
		2010	Δ	2020CA	2020CB
		2010/1990			
<b>1. ENERGIA</b>	<b>40169</b>	<b>65741</b>		<b>80223</b>	<b>73837</b>
A. Actividades de Combustão					
<b>1. Indústria da energia</b>	<b>16010</b>	<b>23146</b>	<b>45%</b>	<b>28209</b>	<b>24990</b>
Electricidade e Calor	14014	19879		24766	21547
Refinaria	1920	3267		3443	3443
Manufatura de combustíveis sólidos	75	0		0	0
<b>2. Indústria e Construção</b>	<b>9263</b>	<b>11902</b>	<b>28%</b>	<b>15155</b>	<b>13693</b>
<b>3. Transportes</b>	<b>10052</b>	<b>21151</b>	<b>110%</b>	<b>24860</b>	<b>24213</b>
Aviação Civil	167	462		632	620
Rodoviário	9459	20397		23944	23310
Ferroviário	185	85		76	75
Marítimo	242	207		207	207
<b>4. Outros Sectores</b>	<b>4619</b>	<b>8104</b>	<b>75%</b>	<b>9988</b>	<b>9174</b>
Comércio/Sector Terceário	755	4343		6073	5354
Doméstico	2050	2863		2829	2768
Agricultura /Florestas/Pescas	1814	897		1086	1052
B. Emissões fugitivas de combustíveis (produtos de petróleo e gás natural)	<b>225</b>	<b>1438</b>	<b>539%</b>	<b>2012</b>	<b>1768</b>
<b>2. PROCESSOS INDUSTRIAIS</b>	<b>4626</b>	<b>7204</b>	<b>56%</b>	<b>7881</b>	<b>7881</b>
A. Produtos minerais	3385	4087		4184	4184
B. Indústria Química	1209	2347		2347	2347
C. Metal Production	29	21		21	21
D. Outros	0	1		1	1
E-F. Produção e Consumo de f-gases	2	748		1328	1328
<b>3. SOLVENTES E USO DE OUTROS PRODUTOS</b>	<b>220</b>	<b>290</b>	<b>32%</b>	<b>290</b>	<b>290</b>
<b>4. AGRICULTURA</b>	<b>7878</b>	<b>8649</b>	<b>10%</b>	<b>8372</b>	<b>8372</b>
A. Fermentação entérica	2622	3119		2927	2927
B. Gestão dos estrumes da pecuária	1740	2099		2032	2032
C. Cultivo de arroz	256	179		203	203
D. Gestão solos agrícolas	3225	3217		3175	3175
F. Queima de resíduos agrícolas	35	33		34	34
<b>6. RESÍDUOS</b>	<b>7061</b>	<b>6080</b>	<b>-14%</b>	<b>5614</b>	<b>5614</b>
A. Destino de resíduos sólidos no solo	3892	3009		2411	2411
B. Gestão de águas residuais	3158	2548		2745	2745
C. Incineração de resíduos	10	523		459	459
D. Outros	1	0		0	0
<b>TOTAL EMISSÕES NACIONAIS</b>	<b>59954</b>	<b>87964</b>	<b>47%</b>	<b>102381</b>	<b>95995</b>

CA – cenário alto; CB – cenário baixo

<sup>3</sup> Aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto.

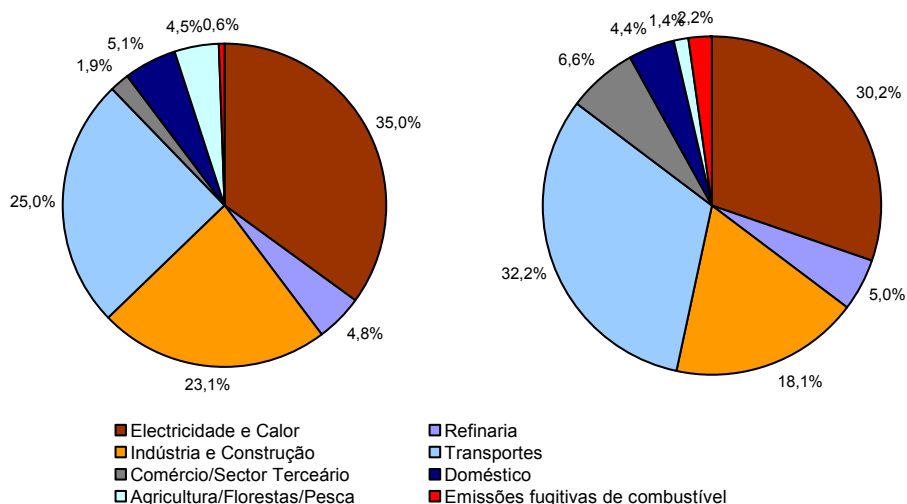


Figura 6. Estrutura sectorial das emissões de GEE em 1990 e em 2010, para o cenário de referência (Fonte: PNAC 2006).

É de referir que da evolução esperada no cenário de referência, o sector dos transportes apresenta um aumento de emissões de 110%, aproximando-se da indústria da electricidade e calor em termos de contribuição dentro do sector da energia (acima dos 30% para 2010, no cenário de referência). Também o sector residencial e serviços apresentam um aumento de emissões significativo, igual a 75%. As emissões fugitivas de combustível registam o aumento mais acentuado em termos de percentagem (539%), mas a sua contribuição no sector da energia passa apenas de 0,6% para 2,2% (mais uma vez no cenário de referência).

Uma vez que é obrigatória a contabilização da componente de emissão/remoção de CO<sub>2</sub>e resultante das actividades de florestação, reflorestação e desflorestação, estimada em 3355Gg de CO<sub>2</sub>e em 2010, espera-se o balanço nacional líquido de emissões de GEE indicado na Tabela 11.

Pelas projecções efectuadas, obtém-se em 2010 uma quantidade global de 84608 Gg de CO<sub>2</sub>e produzido num cenário de referência, e 80920 Gg de CO<sub>2</sub>e num cenário com medidas adicionais. Considerando a meta definida para Portugal e a quantidade atribuída<sup>4</sup>, igual a 77194 Gg CO<sub>2</sub>e/ano (PNAC 2006), verifica-se uma distância relativamente ao objectivo do cumprimento de cerca de 7414 Gg CO<sub>2</sub>e/ano no cenário de referência e de 3726 CO<sub>2</sub>e/ano no cenário com medidas adicionais (9,6% e 4,8%, respectivamente).

<sup>4</sup> Montante de emissões de GEE que Portugal não deverá ultrapassar no quadro do acordo da CE. Portugal reportou uma quantidade atribuída (QA) de 385970,45 Gg CO<sub>2</sub>e para o primeiro período de cumprimento do PQ, o que corresponda a 77194 Gg CO<sub>2</sub>e/ano (considerando 5 anos).

Tabela 11. Balanço nacional líquido de emissões de GEE (Fonte: PNAC 2006).

ACTIVIDADES (Gg CO <sub>2</sub> e)		Cenário Referência	Cenário c/ Medidas Adicionais	Redução c/ Medidas Adicionais
	1990	2010	2010	%
1. ENERGIA	40172	65741	63781	-3%
A. Actividades de Combustão	39947	64302	62336	
1. Indústria da energia	16010	23146	22161	-4%
2. Indústria e Construção	9263	11902	11602	-3%
3. Transportes	10052	21151	20543	-3%
4. Outros Sectores	4619	8104	8031	-1%
B. Emissões fugitivas de combustíveis (produtos de petróleo e gás natural)	225	1438	1445	
2. PROCESSOS INDUSTRIAIS	4626	7204	7204	0%
3. SOLVENTES E USO DE OUTROS PRODUTOS	220	290	290	0%
4. AGRICULTURA	7878	8649	8220	-5%
6. RESÍDUOS	7061	6080	6080	0%
BALANÇO DE EMISSÕES NACIONAIS	59954	87964	85576	-3%

Alteração de usos do solo e floresta				
Desflorestação (Artº 3.7 do PQ)	822			
Artº 3.3 do PQ (FRD)		-3355	-3355	
Desflorestação		388	388	
Florestação/Reflorestação		-3743	-3743	
Artº 3.4 do PQ			-1300	
Gestão Florestal			-800	
Gestão Agrícola/Gestão de Pastagens			-500	
Total		-3355	-4655	
BALANÇO LÍQUIDO DE EMISSÕES	60779	84608	80920	-5%

Face à necessidade de redução de emissões de GEE para o cumprimento do PQ, é formulado um conjunto de medidas adicionais pelas várias áreas de actividade, com um potencial de redução avaliado em 3687 Gg de CO<sub>2</sub>e/ano, o que permitirá uma redução no desvio da meta de 4,8% (continuando, no entanto, 4,8% acima – cenário com medidas adicionais).

Dado o peso do sector da energia, e mais concretamente nas actividades relacionadas com a oferta de energia, é nestas que a aplicação conjunta das medidas adoptadas permitirá maior potencial de redução, e que incluem:

- Melhoria da eficiência energética do sector electroprodutor – através da redução das perdas de transporte e distribuição.
- Melhoria da eficiência energética dos sistemas de oferta de energia – através da utilização de tecnologias mais eficientes em relação à geração centralizada de electricidade.
- Melhoria da eficiência energética ao nível da procura de electricidade – limitando o aumento da procura, permitindo desta forma reduzir o nível de emissões de GEE.
- Promoção de electricidade produzida a partir de FER – incentivando o desenvolvimento de novos projectos, tendo como meta a atingir em 2010, em matéria de capacidade de geração a partir de energia eólica, 5100 MW. No entanto, considerando já um atraso na implementação deste objectivo, estipula-se 4700 MW para 2010 e 5100 MW para 2012.

Este plano inclui uma medida adicional na oferta de energia, para além das sugeridas no relatório de avaliação, de introdução do gás natural na Região Autónoma da Madeira.

## **3.2 Directiva 2001/77/CE, de 27 de Setembro (Directiva das Renováveis)**

Paralelamente ao Protocolo surgem algumas directivas comunitárias que tentam limitar a utilização de combustíveis fósseis por parte dos Estados-Membros.

O aumento da utilização de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis constitui uma das medidas tendentes ao cumprimento do Protocolo de Quioto e Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas e é promovido pela Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro.

Segundo a referida Directiva, os Estados-Membros deveriam aprovar e publicar, até 27 de Outubro de 2002 e posteriormente de cinco em cinco anos, um relatório que defina as metas indicativas nacionais relativas ao consumo futuro de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis em termos de percentagem do consumo de electricidade, para os 10 anos seguintes. Além deste, deveriam publicar, até 27 de Outubro de 2003, e posteriormente de dois em dois anos, um relatório que inclua uma análise da realização das metas definidas.

As metas nacionais deverão ser compatíveis com a meta indicativa global de 12% do consumo nacional bruto de energia em 2010 e, em especial, com a quota indicativa de 22,1% da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no consumo total de electricidade da Comunidade em 2010.

No âmbito da Directiva, Portugal assumiu o compromisso de pelo menos 39% do consumo de electricidade em 2010 ser de origem renovável. Este objectivo tem como referência o ano de 1997, ano em que grande parte da produção eléctrica se deveu às grandes hídricas. O compromisso parte do pressuposto de que o plano nacional de electricidade poderá prosseguir com a construção de novos aproveitamentos hidroeléctricos com potência superior a 10 MW e de que outro tipo de capacidade renovável venha a aumentar a uma taxa anual 8 vezes superior à verificada na altura.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril, que aprova as orientações da política energética em Portugal, veio validar a promoção dos aproveitamentos hidroeléctricos e o incentivo às energias renováveis, nomeadamente a pequena hídrica, a eólica, a biomassa e a fotovoltaica.

Este documento baseia-se nos objectivos da política energética definidos no Programa do Governo, nomeadamente a:

- Liberalização do mercado;
- Redução da intensidade energética no produto;



- Redução da factura energética;
- Melhoria da qualidade de serviço;
- Segurança do aprovisionamento e do abastecimento;
- Diversificação das fontes e aproveitamento dos recursos endógenos;
- Minimização do impacto ambiental;
- Contribuição para o reforço da produtividade da economia nacional.

De modo a garantir o cumprimento dos objectivos, foram definidas as seguintes medidas, a adoptar:

- Reduzir a dependência externa de energia primária;
- Diversificar fontes externas, por países e por tipo de fonte;
- Manter reservas obrigatórias de combustíveis;
- Garantir uma capacidade adequada de produção de energia eléctrica;
- Mecanismos para concretizar o Protocolo de Quioto;
- Integrar o comércio europeu de emissões;
- Promover a utilização racional de energia;
- Concretizar o mercado ibérico da electricidade;
- Promover a concorrência e abertura dos sectores de electricidade e gás natural;
- Alargar a regulação ao sector do gás natural e liberalizar os preços dos combustíveis e monitorizar o funcionamento do respectivo mercado;

Em relação ao primeiro ponto - i) - um dos objectivos consiste na promoção de iniciativas e investimentos que resultem na redução da importação de energia primária, salvaguardando a apropriada valorização relativa aos benefícios ambientais induzidos pelos investimentos nas fontes de energia renováveis. Nesse sentido, foram definidas metas indicativas para a produção de energia a partir de FER e apresentadas no quadro seguinte.

Tabela 12. Metas indicativas para a produção de energia eléctrica a partir de FER.

Recursos endógenos	Capacidade instalada em 2001 (MW)	Capacidade a instalar até 2010 (MW)
Eólicos	101	3 750
Pequenos aproveitamentos hídricos	215	400
Biomassa	10	150
Biogás	1	50
Resíduos sólidos urbanos	66	130
Ondas	0	50
Fotovoltaico	1	150
Hídricos	4 209	5 000
<b>Total</b>	<b>4 603</b>	<b>9 680</b>

A necessidade, porém, de actualizar a política energética em Portugal levou à revisão do anterior quadro de referência pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, actualizando as metas anteriormente traçadas e corrigindo algumas medidas previstas na legislação anterior.

Nesta Resolução passam a ser objectivos principais:

- Garantir a segurança do abastecimento de energia, através da diversificação dos recursos primários e dos serviços energéticos e da promoção da eficiência energética na cadeia da oferta e na procura de energia;
- Estimular e favorecer a concorrência, de forma a promover a defesa dos consumidores, bem como a competitividade e a eficiência das empresas, quer as do sector de energia quer as demais do tecido produtivo nacional;
- Garantir a adequação ambiental de todo o processo energético, reduzindo os impactes ambientais às escalas local, regional e global, nomeadamente no que respeita à intensidade carbónica do PIB.

São definidas as linhas de orientação política a seguir indicadas, assim como medidas a adoptar para cada uma delas.

- 1) Liberalização do mercado da electricidade, do gás e dos combustíveis;
- 2) Enquadramento estrutural da concorrência nos sectores da electricidade e do gás natural;
- 3) Reforço das energias renováveis;
- 4) Promoção da eficiência energética;
- 5) Aprovisionamento público “energeticamente eficiente e ambientalmente relevante”;
- 6) Reorganização da fiscalidade e dos sistemas de incentivos do sistema energético;
- 7) Prospectiva e inovação em energia;
- 8) Comunicação, sensibilização e avaliação da estratégia nacional para a energia.

Portugal é um país fortemente dependente de recursos energéticos importados, em valores que atingem cerca de 85% da energia primária, o que é claramente superior à média da União Europeia, agravado pelo facto dessa dependência ser quase na sua totalidade em combustíveis fósseis (Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro).

O agravamento do preço das matérias-primas verificado nos últimos tempos e a perda de competitividade das empresas portuguesas têm contribuído para o aumento da taxa de dependência energética do Produto Interno Bruto (PIB), uma das maiores da UE.

Por outro lado, a utilização de combustíveis fósseis é uma das principais causas das emissões dos gases com efeito de estufa. Tendo em consideração que, conforme já mencionado

anteriormente, as previsões apontam para um desvio da meta estabelecida para Portugal, é necessário um esforço acrescido na redução das emissões atmosféricas.

Embora nos últimos anos se tenha verificado um crescimento das tecnologias a gás natural em Portugal (que deverá continuar dada a liberalização do sector), também este é um combustível fóssil que, apesar de ser numa forma mais reduzida, contribui na emissão de GEE. Deverá, pois, ser incentivada a instalação da produção de energia através das energias renováveis, promovendo o seu desenvolvimento de modo a tornar-se uma alternativa competitiva em relação às tecnologias tradicionais.

Como já foi referido, Portugal, integrado nas metas da UE, assumiu o compromisso de produzir, em 2010, 39% do consumo eléctrico a partir de fontes renováveis de energia (tendo por base o ano de 1997). Considerando a taxa de crescimento anual do consumo de electricidade verificada nos últimos três anos (entre 5 e 6%) prevêem-se algumas dificuldades no cumprimento dos objectivos propostos.

De modo a reduzir a dependência energética face ao exterior e a aumentar o investimento nas energias renováveis, em particular na energia eólica, o Governo aumentou as metas de referência de 3750 MW, anteriormente referida, para 5100 MW, até 2012.

As previsões apontam para que as metas definidas para a energia hídrica e para as FER (excluindo a eólica) serão dificilmente alcançadas. O sector eólico é o que apresenta maior potencial de crescimento, pelo que a concretização da meta estabelecida para esta fonte será relevante para o cumprimento dos objectivos (BCG, 2004).

### **3.3 Evolução da capacidade eólica instalada<sup>5</sup>**

Apesar de já ser utilizada a energia a partir do vento, o seu interesse aumentou largamente nos anos 70, com a primeira crise do petróleo. Posteriormente, nos finais dos anos 90, reemergiu como um dos recursos energéticos sustentáveis mais importantes (Ackermann e Söder, 2002).

Na última década a capacidade mundial instalada tem duplicado aproximadamente a cada 3 anos. No final de 1999, cerca de 70% da capacidade eólica instalada estava localizada na Europa, 19% na América do Norte e os restantes 9% na Ásia e no Pacífico (Ackermann e Söder, 2002).

No final de 2004, a potência instalada mundialmente alcançou um valor de quase 48 GW, sendo a Europa responsável por 72% do valor referido e por 72% do crescimento durante o ano de

---

<sup>5</sup> Este sub-capítulo baseia-se, essencialmente, em informação contida no relatório “Wind Force 12” (EWEA, Greenpeace, 2004 e 2005)

2004. No entanto, começam a surgir mercados representativos noutras regiões. Actualmente, cerca de 50 países contribuem para esta fonte de energia renovável, proporcionando emprego a um número elevado de pessoas (entre 90-100 mil, das quais 70-80 mil na Europa).

Entre os anos de 1998 e 2004, o total da potência global instalada (acumulada) apresentou uma taxa média de crescimento anual na ordem dos 30%. O valor médio do crescimento da capacidade instalada em cada ano atingiu os 23%. O ano em que se observou maior capacidade instalada foi em 2003, com um valor superior a 8,3 GW, tendo-se verificado um ligeiro decréscimo em 2004, com a instalação de aproximadamente 8,1 GW.

A evolução da capacidade anual instalada e a capacidade total mundial desde 1998 até 2004 é apresentada no gráfico seguinte (Anexo 2).

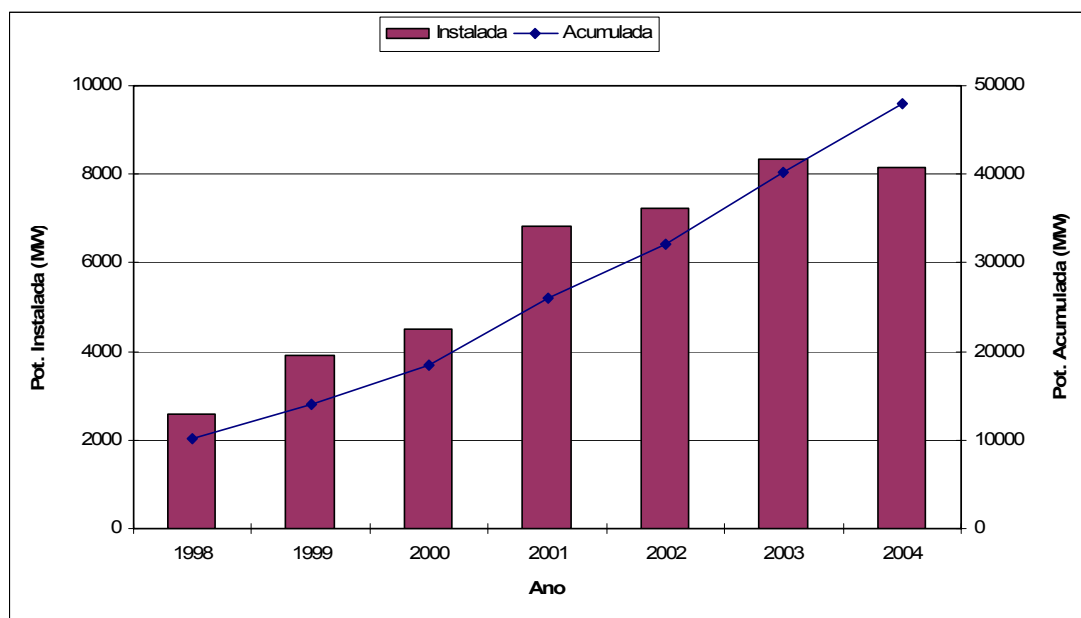


Figura 7. Evolução, ao longo dos anos, da potência instalada e acumulada para energia eólica no Mundo (Fonte: EWEA, Greenpeace, 2004 e 2005).

### 3.3.1 Capacidade eólica instalada na União Europeia

Entre o fim de 1995 e o fim de 1999, cerca de 75% da capacidade eólica instalada em todo o mundo ocorreu na Europa. O principal impulsionador para este desenvolvimento foi a criação de um sistema de tarifa fixa à entrada, definida pelos governos como o preço por kWh, que a empresa de distribuição teria de pagar aos produtores de energia renovável, pela energia introduzida na rede, reduzindo o risco de alteração de preços e proporcionando segurança aos investidores (Ackermann e Söder, 2002).

Segundo as últimas actualizações, verificou-se a evolução da potência instalada e potência acumulada a partir da energia eólica na União Europeia (UE) ao longo dos anos representada no gráfico seguinte (tabela com valores em anexo – Anexo 2).

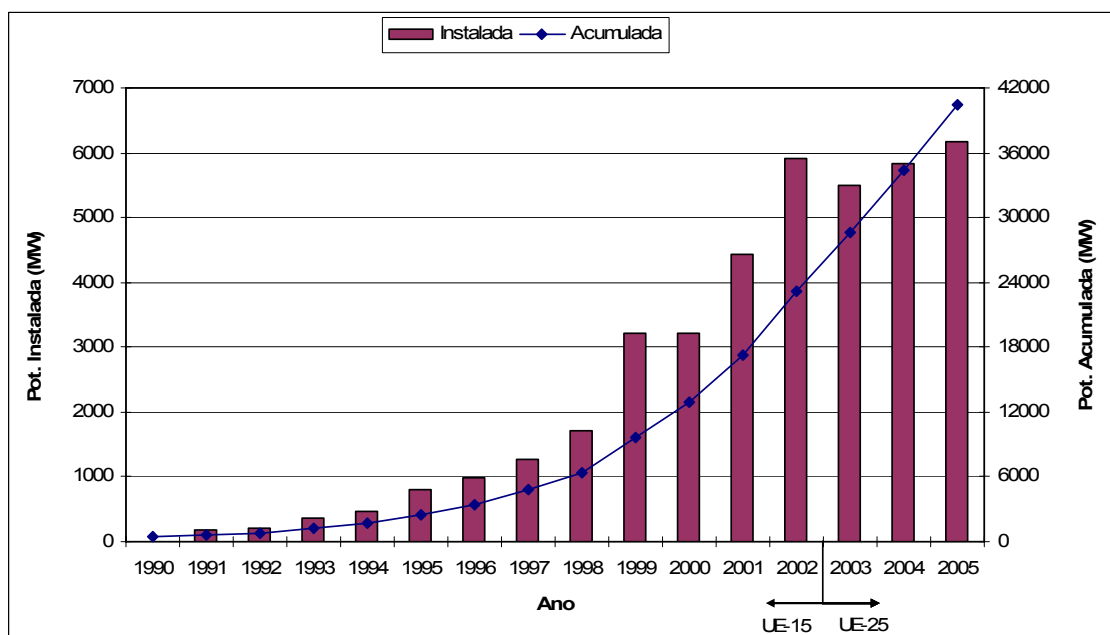


Figura 8. Evolução, ao longo dos anos, da potência eólica instalada e acumulada para energia eólica na UE.  
(Fonte: EWEA, 2006).

É de referir que, para os anos anteriores a 2003, os valores dizem respeito apenas aos 15 países que integravam a União Europeia.

A capacidade instalada nos países da UE – 25 em 2004 - foi de 5838 MW e, em 2005, foi de 6183 MW, o que corresponde a um aumento de 5,9%. Em 2005, os 10 novos países da UE instalaram cerca de 61 MW de potência, atingindo uma capacidade de 186 MW, perto de 0,5% do total instalado até esse ano na UE.

Pelos valores apresentados pela EWEA (*European Wind Energy Association*) e indicados na Tabela 13 (a evolução desde 1996 até 2005 é apresentada em anexo), verifica-se que a potência acumulada de produção de electricidade a partir da energia eólica na União Europeia (25) aumentou em aproximadamente 20% de 2003 para 2004 e em 18% de 2004 para 2005, atingindo um total de mais de 40 GW.

O mercado europeu da energia eólica tem apresentado um crescimento médio anual de aproximadamente 26%, entre 2000 e 2005. Algumas barreiras, como o acesso à rede e questões administrativas, têm dificultado um desenvolvimento mais acelerado.

Tabela 13. Valores da potência eólica instalada e acumulada, nos últimos anos, nos países pertencentes à UE e outros países da Europa (Fonte: EWEA).

País	Total no final de 2003	Instalada em 2004	Total no final de 2004	Instalada em 2005	Total no final de 2005
Alemanha	14 609	2 037	16 629	1 808	18 428
Espanha	6 203	2 065	8 263	1 764	10 027
Dinamarca	3 115	9	3 118	22	3 122
Itália	904	361	1 265	452	1 717
Reino Unido	648	259	907	446	1 353
Holanda	910	197	1 079	154	1 219
<b>Portugal</b>	<b>296</b>	<b>226</b>	<b>522</b>	<b>500</b>	<b>1 022</b>
Áustria	415	192	606	218	819
França	253	138	390	367	757
Grécia	375	98	473	100	573
Suécia	399	43	442	58	500
Irlanda*	191	148	339	157	496
Bélgica	68	28	96	71	167
Finlândia	52	30	82	4	82
Luxemburgo	22	14	35	0	35
Polónia	63	0	63	10	73
Estónia	2	3	3	27	30
Letónia	26	1	27	0	27
República Checa	9	9	17	9	26
Hungria	3	3	3	14	17
Lituânia	0	7	7	0	7
Eslováquia	3	3	5	0	5
Chipre	2	0	0	0	0
Eslovénia	0	0	0	0	0
Malta	0	0	0	0	0
Noruega	101	59	160	107	267
Turquia	19	1	20	0	20
Suíça	5	4	9	3	12
Croácia	0	6	6	0	6
Bulgária	0	1	1	0	1
Roménia	1	0	1	0,4	1,4
Ucrânia	57	15	72	10	82
Total UE – 15	28 460	5 845	34 246	6 121	40 317
Total UE – 25	28 568	5 871	34 371	6 181	40 502
Total	28 751	5 957	34 640	6 301,4	40 891,4

Nota: Devido a ajustes dos anos anteriores e desactivação de alguns parques, o valor da capacidade total de cada ano não coincide exactamente com a soma da potência instalada nesse mesmo ano e a capacidade total do ano anterior.

\* Não inclui Dezembro de 2005

Actualmente, o mercado da energia eólica está concentrado nalguns países europeus, como a Dinamarca, Alemanha e Espanha, que contribuem com quase 80% do total da capacidade da UE-25. Tanto a Alemanha como a Espanha continuam num processo de expansão, com a instalação, durante o ano de 2005, de mais de 1700 MW cada. Por sua vez, a Dinamarca tem sido capaz de satisfazer 19% das suas necessidades de electricidade a partir do vento, a maior contribuição de qualquer país no mundo. Na Espanha a contribuição é de 6%, enquanto que na Alemanha é de 5% (EWEA, Greenpeace, 2005).

Os cinco países onde se verificou um maior avanço nesta área, no último ano, foram a Alemanha (1808 MW), a Espanha (1764 MW), Portugal (500 MW), a Itália (452 MW) e o Reino Unido (446 MW).

Embora na maior parte dos países europeus a produção de electricidade a partir da energia eólica esteja ainda pouco desenvolvida, dois países (Itália e Holanda) ultrapassaram o limiar dos 1000 MW de potência total instalada (acumulada) em 2004, indicando que estão a surgir importantes novos mercados europeus. Em 2005 o mesmo aconteceu no Reino Unido (1353 MW) e em Portugal (1022 MW). Outros países da UE, como a Áustria, a França, a Grécia e a Suécia já atingiram uma capacidade igual ou superior a 500 MW.

Analisando a figura seguinte, que demonstra o recurso existente na Europa, podemos verificar que o aumento das instalações não está directamente relacionado com o recurso natural, mas sim com a política de incentivo às energias renováveis.

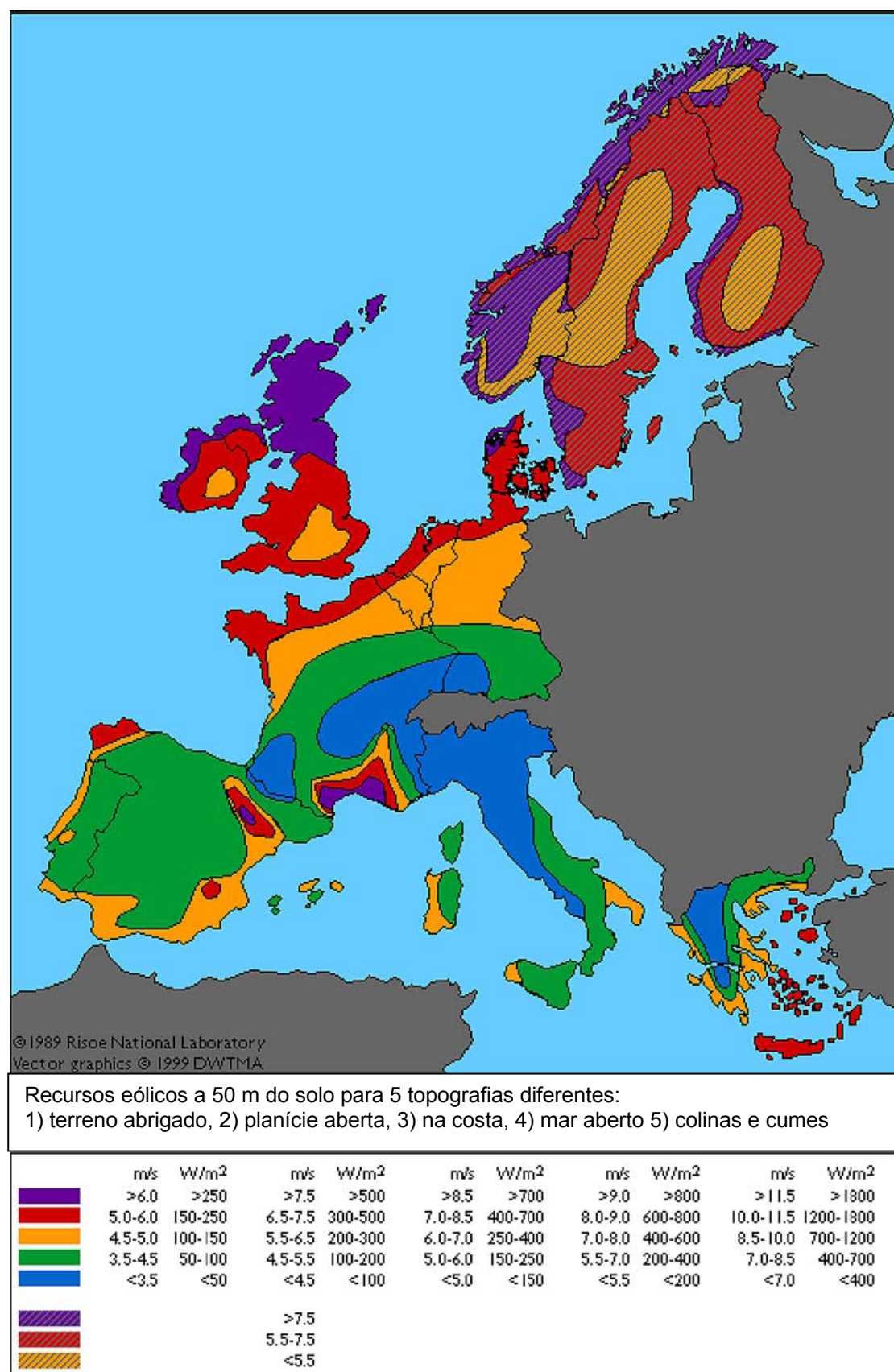


Figura 9. Mapa do recurso eólico na Europa (Fonte: Jäger-Waldau e Ossenbrink, 2004).



Segundo Jäger-Waldau e Ossenbrink (2004) na Alemanha, por exemplo, foi aprovada em 1991 uma lei que garantia aos produtores de energias renováveis até 90% do preço de venda (do consumidor) de electricidade por cada kWh produzido.

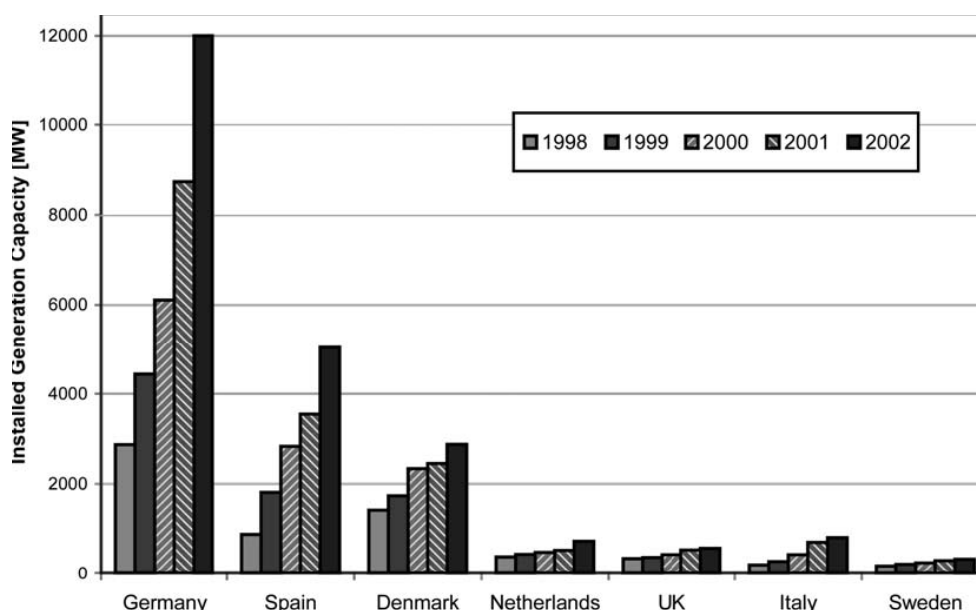


Figura 10. Crescimento da energia eólica no Top 7 da UE (Fonte: Jäger-Waldau e Ossenbrink, 2004).

Em 2000 foi aprovada nova lei que reconhecia os diferentes custos de produção para as diferentes fontes de energia e criava diferentes tarifários para um determinado número de anos.

Um sistema semelhante foi introduzido em Espanha em 1994: os produtores recebiam entre 80 a 90% do preço médio da electricidade estimado em cada ano pelo governo. A 1 de Janeiro de 1999 entrou em vigor outro decreto que permite aos produtores optar por um preço fixo ou por um preço de mercado + prémio. A diferença em relação ao sistema alemão é que o preço não é fixo para um determinado número de anos, mas é decidido de um ano para um ano base. Para 2003 o governo acordou um valor de 0,062 €/kWh, tornando a energia eólica um investimento atractivo.

Na Dinamarca foram criados os primeiros planos de energia em 1981, onde se propôs que, em 2000, 10% do consumo de electricidade fosse proveniente da eólica. Esse objectivo foi atingido em 1997. O novo plano tinha como objectivos a redução de emissões de CO<sub>2</sub> em 20% até 2005 e 50% até 2030 em relação aos níveis de 1988. Para tal, mais de um terço de toda a energia teria de ser renovável, e provavelmente a grande parte será a partir da energia eólica. Esta política também conduziu à criação de uma nova indústria que originou mais de 20 mil empregos na Dinamarca e 4 mil no estrangeiro.

Para além das condições políticas, outro factor importante é o desenvolvimento tecnológico. A principal melhoria diz respeito ao aumento do tamanho e performance das turbinas, que tem um impacto directo nos custos de produção de electricidade (Jäger-Waldau e Ossenbrink, 2004).

### 3.3.2 Capacidade eólica instalada no Mundo

Embora a Europa tenha assumido o comando (com perto de 70% da capacidade mundial instalada) devido à pesquisa e desenvolvimento e a sistemas de incentivo financeiros, outros países como os EUA, a Índia, a China e o Japão apresentam um grande potencial.

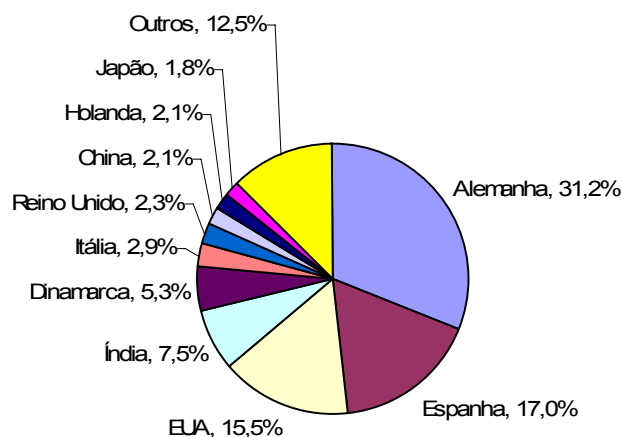


Figura 11. Distribuição do potencial eólico, em 2005, nos principais mercados (Fonte: GWEC, 2006).

A América tem dado a sua contribuição, verificando-se um reaparecimento do mercado da energia eólica nos Estados Unidos. Em 2003, os EUA alcançaram 6361 MW de potência total instalada, valor suficiente para produzir electricidade para satisfazer mais de 1,6 milhões de casas comuns (EWEA, Greenpeace, 2004). A *American Wind Energy Association* (AWEA) prevê um contínuo aumento na instalação e estima que em 2020 a produção de energia a partir do vento poderá suprir as necessidades de energia eléctrica em pelo menos 6%<sup>6</sup>.

Em 2005 os EUA atingiram os 9149 MW e lideraram a instalação de nova capacidade, com 2431 MW, seguido da Alemanha (1808 MW), Espanha (1764 MW), Índia (1430 MW), Portugal (500 MW) e China (498 MW) (Tabela A.8, em anexo).

Por sua vez, a Associação de Energia Eólica do Canadá tem como objectivo a instalação de 10 GW de potência eólica instalada até 2010. É um dos países do mundo com maiores recursos ao nível do vento e que no final de 2005 atingiu quase 700 MW de potência total instalada (Tabela A.9, em anexo). No entanto, o cumprimento dos objectivos vai depender dos melhoramentos efectuados na rede de transmissão, assim como dos processos de avaliação ambiental e dos projectos de investimento.

<sup>6</sup> Segundo os dados da EIA (*Energy Information Administration*) o consumo de electricidade nos EUA foi de 3657,52 e 3716,69 biliões de kWh em 2003 e 2004, respectivamente.

No Brasil, a escassez de água registada em 2001 (fonte predominante na produção de electricidade – cerca de 70%) levou o governo brasileiro a criar um programa para promover a introdução de novas fontes de energia renovável – Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Eléctrica) – com o objectivo de instalação, até Dezembro de 2006, de 3300 MW de potência a partir da energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidroeléctricas, sendo 1100 MW de cada fonte.

O interesse foi significativo, o que originou uma demora na análise dos projectos e consequentemente na sua concretização. Tal facto, juntamente com o regresso a um nível de água mais normal, poderá provocar um desenvolvimento mais lento. Por outro lado, a indústria de electricidade brasileira foi privatizada e várias empresas públicas foram compradas por companhias europeias, que poderão fomentar a instalação de parques eólicos. Até final de 2005 apenas 29 MW de potência tinham sido instalados.

A Argentina é considerada um mercado promissor, pois possui recursos tanto ao nível da velocidade do vento como em termos de espaço. As dificuldades económicas actuais poderão, contudo, adiar um investimento significativo, sendo também importante a criação de uma política de incentivos.

O sector eólico na Austrália apresentou nos últimos três anos um crescimento excepcional, ultrapassando os 700 MW de potência total instalada no final de 2005. O potencial é enorme, com uma das fontes de vento mais abundantes e fortes do planeta. A base da indústria renovável na Austrália é o MRET (*Mandatory Renewable Energy Target*) – legislação apresentada em 2001 com o objectivo inicial de produzir 2% da electricidade necessária (9500 GWh) a partir de renováveis até 2010. O maior obstáculo é a falta de ligações à rede, que é separada nos diferentes Estados. Considera-se que o mercado australiano vai ser significativo nos próximos anos, pois é um país com estabilidade política, com espaço e recursos e com uma infra-estrutura empresarial excelente.

Na Ásia, a Índia, depois de um período calmo na década de 90 como resultado da crise económica, registou um crescimento impressionante em 2004-2005, totalizando 4430 MW de potência total instalada.

Este país pode servir de exemplo a países em desenvolvimento pelos seus modelos de micro-financiamento. Uma característica importante do seu desenvolvimento diz respeito à produção interna de 80% dos componentes das turbinas instaladas. Surgiu um novo mercado, actualmente com a venda de turbinas para fora da Índia. Se se mantiver a taxa de crescimento actual, o objectivo do governo indiano para atingir uma capacidade adicional de aproximadamente 5000 MW em 2012 será facilmente superado.

O desenvolvimento do mercado chinês tem ficado aquém das expectativas, uma vez que muitos dos projectos existentes não se chegaram a concluir. A diminuição da construção de centrais eléctricas convencionais, utilizando predominantemente carvão, tem sido lenta, o que também contribui para um crescimento reduzido das energias renováveis. A produção de energia a partir do carvão é muito mais barata do que a partir do vento, pelo que se deverá apostar na redução de custos através de projectos de grande escala e na produção local dos aerogeradores. Uma reforma na indústria chinesa de electricidade e no processo de concessão permitiram um aumento na instalação do potencial eólico, atingindo 1260 MW em 2005.

Inicialmente o mercado japonês não foi muito activo, embora ostente não só fabricantes como vários promotores de parques eólicos. Este desequilíbrio foi corrigido nos últimos anos devido a alguns incentivos atraentes, tanto em termos de preço por kWh produzido como através de concessões importantes para projectos de energia “limpa”. Os acordos existentes têm um prazo de 17 anos, o que cria confiança aos investidores. O resultado foi um aumento da capacidade instalada, desde 461 MW, no final de 2002, até 1078 MW, no final de 2005.

De modo a alcançar as metas do Protocolo de Quioto, o governo japonês criou a lei RPS (*Renewable Portfolio Standard*) em Abril de 2003, com o objectivo de promover a produção de energia renovável e fornecer 1,35% do consumo total de electricidade em 2010. No entanto, esta lei apresenta algumas fraquezas, nomeadamente um baixo objectivo, a inclusão da incineração de resíduos como tecnologia renovável e insuficientes incentivos do mercado.

Por outro lado, as velocidades do vento são baixas e os custos de construção no Japão parecem ser mais altos quando comparados com os valores verificados no resto do mundo, pelo que é necessário uma precaução acrescida.

Como no Japão as áreas onde a construção é possível são densamente povoadas e algum do terreno é complexo, com o risco adicional de tufões, é provável que se verifiquem complicações no desenvolvimento do sector eólico. Estão, por isso, a considerar a possibilidade de expansão com a criação de parques offshore ao longo da costa japonesa, embora haja limitações devido à profundidade da água.

Espera-se que, apesar das relutâncias e limitações espaciais, o Japão mantenha a tendência de crescimento.

Em África desenvolveram-se planos em Marrocos, Tunísia, Líbia e Egipto.

Marrocos já obtém 2% da sua electricidade a partir de 60 MW instalados em parques eólicos e tem como projecto a implementação de mais 200 MW. É reconhecido que há um recurso disponível

muito significativo, embora a falta de boa-vontade (prontidão) por parte dos responsáveis para o desenvolvimento destes projectos seja a principal causa do atraso.

Na Tunísia, apesar do progresso ser lento, é provável que a instalação seja significativa dentro dos próximos dois anos, para a qual pode contribuir a sua proximidade com a Itália.

A Líbia solicitou estudos para avaliar os seus recursos e considerou a criação de um centro tecnológico para o desenvolvimento da energia eólica. Apesar de não ser conhecido nenhum plano é provável que surja em breve. É de referir, ainda, a situação política, que torna a Líbia um mercado difícil, pelo menos a curto e médio prazo.

O Egipto beneficiou de vários projectos de diferentes países europeus (Alemanha e Dinamarca) pelo que tem alguma capacidade instalada (145 MW até final de 2005). O recurso existente ao longo do Rio Nilo é significativo e razoavelmente bem documentado, mas ainda não há sinal de um desenvolvimento comercial deste mercado.

A maior parte do restante continente africano não apresenta velocidades de vento atractivas a não ser para instalações em pequena escala.

### **3.3.3 Sistema *offshore***

A *European Wind Energy Association* estabeleceu como objectivo a nível europeu a instalação de 75 GW de capacidade eólica até 2010, incluindo 10 GW em parques *offshore*. A energia eólica *offshore* irá tornar-se cada vez mais importante à medida que os locais adequados em terra se vão esgotando. Além disso, possui várias vantagens: o vento é mais forte e fiável no mar (a maioria dos sítios marinhos nas águas do Norte da Europa deverão produzir entre 20 a 40% mais energia eólica de que bons sítios no litoral) e os vizinhos que receiam ser incomodados são em número inferior. No entanto, os custos da produção de electricidade em centrais *offshore* são actualmente superiores ao das centrais *onshore* (Comissão das Comunidades Europeias, 2004).

Estudos europeus demonstram que os recursos existentes para os sistemas *offshore* são significativamente maiores que os recursos dos sistemas *onshore*. Acresce, ainda, o facto da profundidade das águas da Europa Central aumentarem lentamente à medida que se afastam da terra, aspecto bastante importante em termos económicos e técnicos para a instalação dos aerogeradores (Ackermann e Söder, 2002)

A principal vantagem para o sistema *offshore* é a velocidade superior do vento verificada no mar, cuja média pode atingir valores bem acima dos 8 m/s a uma altura de 60 metros. Além disso, um parque eólico localizado no mar reduz o impacto na paisagem e muitos dos projectos em desenvolvimento não são sequer visíveis da costa (EWEA, Greenpeace, 2005).

Todavia, o custo da implementação das turbinas no mar é consideravelmente superior, uma vez que requerem fundações fortes. É ainda necessário ter em conta a ligação à rede: são imprescindíveis grandes extensões dos cabos para transporte de energia até terra, cuja construção e manutenção devem ser realizadas por técnicos e equipamentos especializados e em boas condições climáticas.

Até ao final de 2004 já tinham sido instalados quase 600 MW de potência nas zonas litorais e nas águas interiores de 5 países europeus – Dinamarca, Reino Unido, Suécia, Holanda e Irlanda (Tabela 14). Destes, a Dinamarca foi pioneira possuindo o maior parque com 165,6 MW de capacidade. Porém, está a ser igualado pelo Reino Unido, com propostas para mais de 1000 MW. Numa segunda fase de distribuição, decorrida em 2003, surgiram projectos para quinze parques eólicos, com uma capacidade total de 7200 MW.

O governo alemão tem como meta a instalação de 25 GW de potência em parques eólicos *offshore* até 2025-30, o que satisfaria 15% do consumo de electricidade verificado em 1998.

Também outros Estados-Membros, como a Holanda, Bélgica, Irlanda e Suécia, estão a surgir com projectos avançados de parques eólicos *offshore*. Devido ao maior tempo necessário para o desenvolvimento e monitorização destes projectos, espera-se que os mesmos iniciem depois de 2006.

Pelos objectivos fixados e as licenças emitidas por vários países europeus, espera-se um crescimento substancial no mercado *offshore* nos próximos 20-25 anos (Tabela 15).

Tabela 14. Valores da potência eólica instalada no sistema *offshore*, na Europa, até 2004 (EWEA, 2004a).

País	Ano	Potência (MW)
Dinamarca	1991	4,95
	1995	5,00
	2000	40,00
	2002	183,00
	2003	176,20
Irlanda	2003	25,20
Holanda	1994	2,00
	1996	16,80
Suécia	1997	2,75
	2000	10,50
	2001	10,00
Reino Unido	2000	4,00
	2003	60,00
	2004	60,00
Alemanha	2004	4,50

Tabela 15. Valores dos projectos e objectivos eólicos para o sistema *offshore*, nos membros da UE (EWEA, 2004a).

País	Objectivo (GW)	Ano
Reino Unido	8,7	-
França	0,5	2007
Dinamarca	4 - 5	2030
Alemanha	25	2030
Irlanda	2	-
Holanda	6	2020
Suécia	3,3	2014 - 2019
Bélgica	2	2012

### 3.3.4 Previsões a nível mundial

A expansão verificada na energia eólica deve-se à necessidade urgente de combater as alterações climáticas e de satisfazer o crescente consumo de electricidade. Para além de ser uma fonte abundante e segura, evita a emissão de dióxido de carbono, o principal gás com efeito de estufa, e não produz outro tipo de poluente normalmente associado aos combustíveis fósseis ou à produção nuclear.

Nos últimos anos vários países estabeleceram metas para a energia renovável de modo a dar cumprimento às suas políticas de redução dos gases com efeito de estufa. Os objectivos mais ambiciosos foram estabelecidos pela União Europeia e adoptados na Directiva sobre Energias Renováveis<sup>7</sup>, fixando metas indicativas para cada Estado-Membro.

De modo a atingir os objectivos propostos, os países da Europa e de outras partes do mundo adoptaram uma série de mecanismos para apoiar e incentivar este mercado. Na Europa, existe a intenção do fornecimento de 12% das necessidades eléctricas, em 2020, ser realizado através da energia eólica, especialmente se for tido em conta o novo mercado *offshore*.

A experiência adquirida nos últimos anos em relação à tecnologia eólica na Europa vem demonstrar que para o seu desenvolvimento e evolução deverão ser adoptadas medidas adequadas em cinco áreas principais (Comissão das Comunidades Europeias, 2004):

- Objectivos legais obrigatórios para a energia renovável;
- Mecanismos de pagamento bem planeados;
- Acesso e desenvolvimento da rede eléctrica;
- Boa regulamentação e processos administrativos apropriados;
- Aceitação pública e apoio.

<sup>7</sup> Directiva 2001/77/CE, de 27 de Setembro, relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis (FER) no mercado interno da electricidade

A nível económico têm sido utilizados dois principais incentivos (EWEA, Greenpeace, 2004), designadamente:

- sistemas de preço fixo: o governo fixa um preço (ou prémio) pago ao produtor pela electricidade produzida.
- sistemas de cotas para renováveis: o governo define quantidades de energia renovável, sendo o mercado a determinar o seu preço (utilizado nos EUA, Reino Unido, Suécia, Bélgica e Itália).

Para a evolução das tecnologias renováveis em grande escala é essencial uma reforma no sector da electricidade, nomeadamente:

- na eliminação das barreiras existentes às energias renováveis (legislação, ligações à rede, taxas, etc.)
- na eliminação de distorção do mercado: com o fim de subsídios directos ou indirectos às fontes de energia fóssil e nuclear e com a inclusão de custos sociais e ambientais nos custos de produção.

Projeções efectuadas pela EWEA (EWEA, Greenpeace, 2004), tendo por base a evolução registada até 2003, indicam que será possível o cumprimento do objectivo de 12% do consumo mundial de electricidade em 2020 ser fornecido através da energia eólica.

Mantendo-se, até 2010, uma taxa média anual de crescimento da capacidade anual instalada em 25%, atingir-se-á um valor mundial total igual a 197,5 GW (nesse mesmo ano). Entre 2011 e 2014 a taxa deverá descer até 20%, verificando-se no final desse tempo uma capacidade instalada de 453,8 GW de potência. Prevê-se que, a partir daí, a taxa passe para 15% e, depois, para 10%, conforme se apresenta na Tabela A.10, em anexo. Desta forma, a potência total mundial instalada em 2020 será igual a 1,2 mil GW, produzindo aproximadamente 3 mil TWh de energia, equivalente a 12% do consumo total de electricidade previsto (tabela 16).



Tabela 16. Valores projectados da produção anual de electricidade a partir da energia eólica e do consumo mundial anual de electricidade (EWEA, Greenpeace, 2004).

Ano	Produção anual eólica (TWh)	Consumo mundial anual (TWh)	Eólica/Consumo (%)
2003	84,7	16 556	0,51
2004	106,7	17 110	0,62
2005	134,1	17 567	0,76
2006	175,3	18 035	0,97
2007	220,0	18 516	1,19
2008	275,7	19 010	1,45
2009	345,4	19 517	1,77
2010	432,6	20 037	2,16
2011	537,1	20 532	2,62
2012	742,1	21 040	3,53
2013	910,7	21 560	4,22
2014	1 113,1	22 093	5,04
2015	1 345,8	22 639	5,94
2016	1 613,5	23 198	6,96
2017	1 921,2	23 772	8,08
2018	2 275,2	24 359	9,34
2019	2 664,5	24 961	10,67
2020	3 053,8	25 578	11,94

Para o objectivo de 12% se manter em 2020, implica a instalação nesse ano de uma capacidade de mais de 158 GW – dezanove vezes mais do que em 2003. A manter-se esta taxa de crescimento para além de 2020 levaria a uma potência instalada de 3000 GW por volta de 2040.

Desde 1990 que a energia eólica tem ultrapassado constantemente a taxa de expansão prevista, pelo que a indústria eólica na Europa tem a capacidade e habilidade para continuar o seu crescimento até atingir os 75 GW ou até mais. Contudo, os resultados finais também irão depender dos esforços dos Estados-Membros em que a energia eólica ainda não se começou a desenvolver.

Há sinais positivos por parte do Reino Unido, da Áustria, da Holanda e da Itália, na sequência da melhoria do enquadramento político. No entanto, noutros países, a energia eólica está a crescer lentamente.

Os principais instrumentos para promover as energias renováveis são as tarifas à entrada, compromissos de cotas e taxas suaves ou isenções tributárias.

A maior parte dos países decide-se por um destes instrumentos, juntando ainda outros instrumentos políticos, como programas de subsídios, empréstimos suaves, deduções tributárias, isenção de taxas para energias renováveis, campanhas de informação, etc. Alguns países, como a Bélgica e Áustria, utilizam uma combinação de instrumentos que se tornam muito complexos. Na Áustria, por exemplo, dividida em nove Estados, cada qual com o seu governo, existem nove

decretos diferentes relativamente às taxas de renováveis, conduzindo a uma centena de tarifas para uma pequena porção da produção total de electricidade.

O sistema de taxas à entrada tem demonstrado bastante êxito nos países líderes, como a Alemanha, a Espanha e a Dinamarca. Não se pode, no entanto, considerar que este êxito é expectável, pois em países como a Finlândia e Grécia tal não aconteceu.

O sistema alemão permite aos investidores alguma segurança a longo prazo, com taxas fixas e garantidas por um período de 20 anos. Além disso, existem também programas de subsídios.

Na Espanha existem dois tipos de tarifas: uma fixa todo o ano e outra equivalente ao preço de mercado da electricidade com um incentivo de produção. Este modelo é menos seguro para o investidor, pois a remuneração só é garantida por 5 anos.

Por outro lado, a Grécia, que também utiliza o sistema de taxa à entrada para a promoção da energia eólica com uma duração superior à Espanha (10 anos), incluindo a opção de renovação, só consegue atingir uma pequena fracção da capacidade instalada nos países anteriormente referidos. Este facto pode ser explicado pelas barreiras administrativas existentes para a obtenção das licenças (estão envolvidas 35 entidades de serviço público), dificuldades de aceitação da localização dos parques por parte da população (efeito NIMBY – *Not In My Back Yard*) e dificuldades de escoamento para a rede.

A Holanda tem um sistema atraente de vantagens tributárias, mas os investidores têm mais cuidado, pois não há muita segurança, uma vez que os regulamentos podem mudar de ano para ano. No entanto, possuem tecnologia específica, assim como uma diferenciação na promoção dependente da localização. Para além disso, existe ainda a isenção do imposto de energia que, aliás, é concedido para todas as energias renováveis, o que conduz a um crescimento mais lento, mas verificado em todas elas.

O Reino Unido, após ter seguido uma política com pouco sucesso, criou um novo modelo no sistema de promoção. Inicialmente só considerava as duas tecnologias mais caras (eólica e incineração de resíduos), mas o novo sistema proporciona a todas as energias renováveis a mesma remuneração: mercado *pool* (preço de uma transacção no mercado à vista), proveitos com o comércio dos certificados verdes e a isenção tributária.

Um significativo crescimento nos Estados Unidos será acompanhado por novos mercados que começam a desenvolver-se na Austrália e no Japão. Outros países que consideram sérios investimentos incluem o Canadá, Brasil, Tunísia, China, Egipto, Marrocos, Filipinas, Turquia e Vietname.

Nos EUA foram estipulados objectivos em vários Estados através da lei RPS (*Renewable Portfolio Standard*) que poderão contribuir para o desenvolvimento da tecnologia eólica. Outro factor que torna esta energia atractiva deve-se ao crescente aumento do preço do gás natural, responsável por perto de 20% da electricidade produzida nesse país.

Apesar das dificuldades na ligação à rede, espera-se um crescimento no mercado australiano devido à estabilidade política, à infra-estrutura empresarial e aos recursos existentes.

A introdução de benefícios fiscais de produção no Canadá deverá incentivar o sector eólico num dos países com maiores recursos ao nível do vento. Como já registado em vários países, apenas o acesso à rede poderá dificultar um crescimento mais acentuado.

As Filipinas pretendem tornar-se o principal produtor de energia eólica no Sudeste Asiático, na próxima década. O governo, em colaboração com entidades do sector privado, tem como objectivo a instalação de pelo menos 417 MW até 2013.

A Turquia, apesar do seu enorme potencial, apresenta grandes restrições originadas por uma infra-estrutura da rede inadequada, incluindo as linhas de transmissão e transformadoras. No entanto, pode ser instalada uma capacidade superior a 10 GW se forem efectuados os investimentos necessários. Já vários projectos receberam as respectivas licenças, estando apenas a aguardar a entrada em vigor de legislação sobre energia renovável (que ocorreu em Maio de 2005) para iniciarem o processo de investimento.

Nas tabelas seguintes pode-se analisar a evolução dos vários cenários propostos pela EWEA e compará-los com o realmente verificado na potência instalada anualmente e potência acumulada no mundo (embora tenham sido realizadas previsões até 2020 apenas se apresentam até 2010).

A linha da potência instalada e acumulada refere-se ao realmente instalado e ao total acumulado entre os anos de 1998 e 2003. As linhas do *Wind Force* 10 e 12 referem-se às projecções elaboradas pela EWEA aquando a realização dos referidos relatórios de modo a atingir as metas estabelecidas de produção de electricidade a partir da energia eólica até 2020 – inicialmente de 10% (no relatório *Wind Force* 10) e posteriormente de 12% (nos relatórios *Wind Force* 12).

No relatório *Wind Force* 10 as projecções foram realizadas baseando-se no facto de que o consumo de electricidade deveria duplicar até 2020 em relação a 1998 e que, portanto, se deveria instalar aproximadamente 1,21 mil GW de potência eólica até esse ano (181,25 GW até 2010). Para tal considerou-se um crescimento da potência instalada anualmente igual a 30% desde 2004 até 2010.

Considerando a taxa de crescimento verificada até 2001, no relatório *Wind Force 12* as projecções foram elaboradas tendo em conta o novo objectivo (12%). Embora para este cenário se tenha previsto uma redução do consumo de electricidade, o aumento da percentagem de produção a partir da energia eólica origina um aumento na capacidade total instalada. Segundo este cenário deveria ser instalada perto de 1,26 mil GW de potência eólica até 2020 (233,9 GW até 2010).

Em 2003 as projecções foram realizadas de modo a atingir, igualmente, 12% da produção de electricidade a partir da energia eólica. Neste cenário é esperada nova redução no consumo de electricidade a nível mundial pelo que se verifica uma redução na capacidade eólica instalada. Neste caso seria necessário instalar 1,23 mil GW de potência eólica até 2020 (206,5 GW até 2010).

Tabela 17. Valores estimados da potência eólica instalada anualmente (em MW) em todo o mundo (Fonte: EWEA, Greenpeace, 2004).

Ano	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Potência instalada	2 597	3 922	4 495	6 824	7 227	8 344							
Wind Force 10 (1999/ 2000)		3 120	3 744	4 493	5 391	6 470	8 411	10 934	14 214	18 478	24 021	31 228	40 596
Wind Force 12 (2002)				6 800	8 500	10 625	13 281	16 602	20 752	25 940	31 128	37 354	44 824
Wind Force 12 (2003)					7 227	9 034	11 292	14 115	17 644	22 055	27 569	33 083	39 699

Tabela 18. Valores estimados da potência eólica total anual (em MW) em todo o mundo (Fonte: EWEA, Greenpeace, 2004).

Ano	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Potência acumulada	10 153	13 932	18 449	24 927	32 037	40 301							
Wind Force 10 (1999/ 2000)		13 273	17 017	21 510	26 901	33 371	41 781	52 715	66 929	85 407	109 428	140 656	181 252
Wind Force 12 (2002)				24 900	33 400	44 025	57 306	73 908	94 660	120 600	151 728	189 081	233 905
Wind Force 12 (2003)					32 037	41 071	52 363	66 478	84 122	106 177	133 746	166 829	206 528

Apesar da primeira estimativa de instalação de 40 GW de potência para a Europa, até 2010, ter sido excedida e posteriormente se ter definido novo objectivo de 75 GW, com boas expectativas, o mesmo não acontece a nível mundial. Segundo o EWEA, a capacidade mundial instalada até 2004 rondava os 48 GW. Este valor fica abaixo das expectativas dos cenários descritos no relatório *Wind Force 12* de 2002 e 2003 e nas projecções de 2004, apresentadas em anexo.

Como já referido, o grau de desenvolvimento vai depender de iniciativas levadas a cabo a nível regional, nacional e global.

O estado actual e as previsões realizadas apontam para um reforço da energia eólica em todo o mundo, com a UE a desempenhar um papel fundamental neste crescimento. No entanto, a experiência dos países com maior capacidade sugere que a expansão bem sucedida da energia eólica depende (Comissão das Comunidades Europeias, 2004):

- de um enquadramento financeiro a longo prazo atraente,
- da eliminação das barreiras administrativas através da aplicação de métodos de planeamento e de sistemas de licenciamento uniformes,
- da garantia de um acesso equitativo à rede e de tarifas não discriminatórias,
- de um planeamento da rede ao menor custo.

## Fundamentos Teóricos

---

## 4. Fundamentos Teóricos

Dado os compromissos ambientais e energéticos definidos no Protocolo de Quioto e as directivas comunitárias criadas para o seu cumprimento, promovendo as energias renováveis, é relevante verificar o estado de evolução das mesmas, assim como identificar e calcular os respectivos custos de produção e, por último, a comparação dos resultados com as tecnologias tradicionais.

Um dos aspectos para a competitividade das FER poderá passar pela introdução na avaliação do projecto pela análise do ciclo de vida, incluindo-se aqui os custos externos, isto é, os custos sociais e ambientais decorrentes da produção de electricidade, originados por emissões atmosféricas, ruído, impacto visual, etc.

No caso concreto da energia eólica, o seu progresso irá depender da viabilidade dos projectos, assim como da aceitação por parte da população. Na elaboração dos projectos é importante analisar os vários tipos de custos existentes, parâmetros económicos, assim como as medições em termos de velocidades do vento. A aceitação pública dependerá, em geral, do impacto ambiental dos projectos, do impacto visual e ruído ou do impacto causado à fauna e flora (Ackermann e Söder, 2002).

### 4.1 Energias renováveis: custos financeiros e sociais

Alguns estudos já realizados abrangem a evolução das fontes de energia renováveis, a avaliação dos custos de produção de electricidade a partir das mesmas e a comparação destas com tecnologias tradicionais. Por vezes incluem custos sociais e ambientais utilizando vários tipos de análise ou métodos.

Um destes estudos, realizado por Hadley e Short (2001), examinou o impacto das políticas utilizadas para a redução das emissões no sector da electricidade e de que modo poderão contribuir para promover a eficiência energética e a utilização de energias renováveis nos EUA. Essencialmente foram avaliados quatro mecanismos de redução do impacto:

- redução da procura de electricidade através da melhoria da eficiência na utilização final;
- aumento da eficiência da rede de transmissão e das centrais a combustível fóssil;
- recolha das emissões das centrais;
- utilização de fontes de energia com baixas ou sem emissões de CO<sub>2</sub>.

No cenário base, Hadley e Short (2001) consideram que as políticas energéticas se mantêm com um pequeno avanço das tecnologias. O cenário moderado inclui uma reestruturação do mercado

da electricidade, definição de taxas de crédito para a produção de electricidade a partir da eólica e biomassa, simplificação no processo de instalação de parques eólicos, medições da rede e realce dos programas de pesquisa e desenvolvimento. Para além destas políticas, o cenário avançado abrange, ainda, o comércio de emissões de carbono, o prolongamento das taxas de crédito de produção a partir de renováveis, a criação de um conjunto de normas para investimentos em energias renováveis (RPS – *Renewable Portfolio Standard*) e uma redução adicional nos limites de emissão do SO<sub>2</sub>.

Verifica-se que os cenários moderado e avançado apresentam (sempre mais acentuado no último caso), em relação ao cenário base:

- redução da procura de energia e consequentemente redução da capacidade total instalada;
- redução na capacidade instalada das centrais de ciclo combinado a gás natural que tinham aumentado no cenário base em consequência da diminuição da produção a partir de centrais a carvão e nucleares;
- aumento dos sistemas renováveis, principalmente da energia eólica;
- redução nas emissões atmosféricas.

Pela análise efectuada, a aplicação das políticas previstas e a substituição do carvão por sistemas de ciclo combinado a gás natural e sistemas de energia renováveis conduzirá a uma redução significativa das emissões de CO<sub>2</sub> e de outros poluentes.

Também Kobos *et al* (2006) analisaram de que modo os instrumentos políticos actuariam sobre as energias renováveis nos EUA e a sua relação com os investimentos ao nível da pesquisa, desenvolvimento e demonstração tecnológica e, consequentemente, os seus custos e penetração no mercado. O reduzido investimento na pesquisa e desenvolvimento tecnológico, assim como os contínuos subsídios para as tecnologias nucleares e de combustíveis fósseis nos EUA, para além do baixo preço do petróleo e gás natural, contribuíram para que a capacidade instalada de energias renováveis continuasse muito afastada dos níveis esperados para o início do século XXI. O recente crescimento verificado na capacidade eólica deve-se mais aos incentivos financeiros para a instalação e à redução dos custos de capital (no estrangeiro) do que ao desenvolvimento da indústria nacional. Por outro lado, o incentivo e investimentos por parte do governo estimulando a inovação tecnológica e a indústria privada levaram ao desenvolvimento das tecnologias eólicas e fotovoltaicas na Dinamarca e no Japão, respectivamente. Esta situação evidência o facto da redução dos custos de capital poder beneficiar o desenvolvimento das energias renováveis a nível internacional, mas o desenvolvimento da indústria do sector a níveis nacionais está dependente das políticas aplicadas em cada país.

Uma avaliação do desenvolvimento da tecnologia eólica, assim como uma análise do estado mundial de ligação à rede e de produção de electricidade a partir da energia eólica é realizado por



Ackermann e Söder (2002). Segundo Ackermann e Söder (2002), a energia eólica tem demonstrado potencial para desempenhar um importante papel no fornecimento de energia em vários locais do mundo. Na última década a capacidade mundial instalada tem duplicado aproximadamente a cada 3 anos e os custos de produção tem descido para cerca de 1/6 desde o início dos anos 80, tendência que parece continuar. Os desenvolvimentos verificados deverão originar reduções acrescidas dos custos tornando possível a competição desta fonte de energia com os sistemas convencionais que utilizam combustíveis fósseis.

O crescente consumo de electricidade origina um aumento da capacidade eléctrica instalada. Para a escolha da tecnologia a instalar podem ser utilizadas metodologias económicas, nomeadamente o método do custo anual uniforme. Este método consiste na distribuição dos custos totais durante o tempo de vida da central, numa base anual, escolhendo-se o projecto que apresentar o custo anual uniforme mais baixo (Sevilgen *et al*, 2005).

A avaliação económica dos projectos pode abranger vários tipos de custos, incluindo normalmente custos de investimento, custos de operação e manutenção e custos de combustível, assim como parâmetros económicos – taxas de juro, taxas de inflação, taxas de crescimento, etc.

Alguns custos são fixos ao longo do tempo de vida da central, isto é, são independentes da produção de electricidade. Exemplos disso são os custos de investimento e alguns custos de operação e manutenção. Por outro lado, os custos de combustível alteram com a quantidade de energia produzida, pelo que são designados custos variáveis. Variam com o tipo de combustível, com o seu preço e com a tecnologia utilizada (Sevilgen *et al*, 2005).

El-Korky *et al* (2001) determinaram e analisaram os custos por kWh de electricidade produzida a partir de diferentes sistemas actualmente utilizados no Egipto, onde 79% da electricidade é produzida a partir de combustíveis fósseis (petróleo e gás natural), enquanto que a energia hídrica contribui para os restantes 21%. Calcularam, ainda, os custos de dois tipos de sistemas de energia renováveis, cujo interesse está a aumentar no país, e compararam com os anteriores. Neste estudo foram analisadas as seguintes tecnologias:

- Centrais de combustão de gás e petróleo
- Centrais de ciclo combinado
- Centrais de turbinas a gás
- Centrais hidroeléctricas
- Energia eólica e fotovoltaica

A análise económica incluiu custos de capital (despesas de equipamentos e instalações), custos de operação e manutenção, custos de combustível e custos externos (referidos a seguir), para além de taxa de desconto dos custos de capital e dos custos externos, taxa de crescimento dos

custos variáveis de O&M e taxa de inflação. Numa análise de sensibilidade verificou-se, ainda, o comportamento dos custos totais pela aplicação de uma taxa de crescimento nos custos de combustível e nos custos externos e o decréscimo nos custos de capital das centrais eólicas e fotovoltaicas.

Dependendo do grau de aprofundamento do estudo, poderão ser avaliados outros factores que influenciarão os custos de produção e, conseqüentemente, a viabilidade dos projectos ou a comparação de resultados de vários cenários propostos.

Tendo em conta os objectivos sugeridos pelo Livro Branco de Energia no Reino Unido, Dale *et al* (2004) identificaram e calcularam os custos extra que os consumidores teriam de suportar assumindo que, em 2020, 20% da fonte da electricidade seria proveniente do vento. Para tal, determinaram os custos de produção, mas também custos extraordinários de compensação (dada a descontinuidade do vento) e os custos de reforço dos sistemas de distribuição e transmissão. Compararam ainda os custos totais da produção de 20% da electricidade a partir da energia eólica com a produção do mesmo valor através de uma central de queima de gás.

Para além da construção de infra-estruturas e das ligações da central à rede, pode ser necessária a reestruturação ou reforço da rede de transporte. Como já foi referido, no caso concreto da energia eólica em Portugal grande parte do seu potencial está localizado em zonas de baixo consumo, onde a rede não está preparada para receber aumentos significativos. Ainda no caso da energia eólica, se for relevante a garantia de uma determinada produção de electricidade, dada a intermitência existente na disponibilidade do vento, é conveniente a inclusão de custos decorrentes da compensação a partir de outra fonte de energia. Estes aspectos foram analisados por Dale *et al* (2004) que consideraram também as perdas que ocorrem na rede.

Por seu lado, Cavallaro e Ciraolo (2005) utilizaram um método de decisão multicritério para escolher a melhor alternativa (de quatro hipóteses) para a instalação de aerogeradores na Ilha de Salina (Itália), examinando diferentes aspectos como factores económicos, técnicos, ambientais e sociais. O processo de tomada de decisão passa por várias etapas, designadamente:

- Definição da natureza da decisão;
- Definição das alternativas;
- Definição dos critérios mais relevantes;
- Construção da matriz: avaliação qualitativa e quantitativa para cada par critério-alternativa;
- Avaliação das alternativas em relação aos critérios e a importância de cada um.

Nesta avaliação Cavallaro e Ciraolo (2005) consideram, como critérios técnicos e económicos, custos de investimento, custos de operação e manutenção, capacidade de produção de energia, poupanças nos combustíveis fósseis, maturidade da tecnologia a instalar, tempo de

construção da central. Analisaram, igualmente, critérios ambientais e sociais, como por exemplo as emissões de CO<sub>2</sub> evitadas, impacto visual e ruído, impacto nos ecossistemas e aceitação social.

O estudo demonstrou que a análise multicritério pode proporcionar aos investidores uma ferramenta útil de suporte na decisão técnica e científica e capaz de lidar com dados de entrada que não são facilmente mensuráveis.

Num outro trabalho, Poullikkas (2006) analisou os custos e benefícios da utilização de diferentes tecnologias de produção distribuída (fonte de energia eléctrica ligada directamente à rede ou ao consumidor) para sistemas isolados, tal como acontece no Chipre. A avaliação económica é realizada através de um algoritmo de optimização IPP (*Independent Power Producers*), de modo a determinar a tecnologia menos dispendiosa (em €/kWh), abrangendo custos de capital, operação e manutenção, combustível, factor de carga, tempo de vida das centrais e taxas de desconto.

Alguns autores utilizam dois tipos de análise, como é o caso de Diakoulaki e Karangelis (2005), que avaliaram quatro cenários de expansão do sistema eléctrico na Grécia, considerando critérios económicos, técnicos e ambientais, através de uma análise multicritério e de uma análise de custos-benefícios. A coincidência nos resultados obtidos permite confirmar a capacidade e confiança destes métodos de análise. Em qualquer dos casos, o cenário com a maior contribuição de fontes de energia renováveis é o mais atractivo (dos apresentados) para a expansão do sistema eléctrico na Grécia, demonstrando que estas asseguram um equilíbrio entre factores económicos, técnicos, ambientais e de desenvolvimento sustentado do sistema de produção de energia.

Hoogwijk *et al* (2004) incluíram na sua análise o potencial económico, técnico e geográfico a nível regional e global da energia eólica, com a tecnologia actualmente existente. O potencial geográfico compreende as áreas disponíveis para a instalação de turbinas enquanto que o potencial técnico refere-se à energia eólica que se pode produzir nessas mesmas áreas, considerando o factor de carga e as perdas na rede. O potencial económico é definido como a quantidade de electricidade que pode ser produzida a partir do vento a custos competitivos com outras fontes de energia.

Embora na avaliação de projectos ao nível da energia sejam muitas vezes utilizados os métodos de decisão multicritério, o leque pode ser alargado, tal como fizeram Terrados *et al* (2005), demonstrando que uma análise *SWOT* (*Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats*) é uma ferramenta eficiente e constituiu uma linha de base satisfatória para diagnosticar problemas actuais e delinear acções futuras. A análise *SWOT* consiste no diagnóstico de uma situação actual ou de vários cenários propostos determinando as relações entre as forças, fraquezas, oportunidades e ameaças dos mesmos e foi utilizada por Terrados *et al* (2005) no desenvolvimento de um plano estratégico de energia numa região de Espanha.

Para além dos factores económicos, por vezes também é importante analisar os factores sociais, como a atitude pública face à instalação de um parque eólico (ou outro projecto) num local específico. Kaldellis (2005) estudou o comportamento e aceitação da população em relação às aplicações de energia eólica existentes no território grego (incluindo ilhas). Os resultados revelaram aceitação dos parques eólicos já existentes por parte da população, mas uma atitude negativa quanto à instalação de novos parques, principalmente no continente. Wolsink (2006) considerou, aliás, que o sucesso da implementação das decisões ao nível da energia eólica passa pela participação pública na fase de elaboração dos projectos.

Alguns aspectos sociais, assim como ambientais, podem ser contabilizados e incluídos na análise de projectos, apresentando-se a seguir alguns estudos e métodos.

#### **4.1.1 Conceito de custos externos**

Muitas vezes são ignorados os custos externos, isto é, custos originados por impactos na sociedade ou no ambiente e que podem ocorrer na produção dos materiais consumidos, na construção das centrais, no seu período de funcionamento ou de encerramento. Exemplos disso são:

- os impactos decorrentes das emissões atmosféricas;
- os impactos visuais;
- os impactos das emissões de ruído;
- os impactos causados na saúde humana (por doença ou acidentes);
- os impactos causados nas infra-estruturas;
- os impactos causados nos ecossistemas;

Alguns são avaliados nos estudos de impacto ambiental elaborados aquando do processo de licenciamento das centrais. Contudo, os danos causados por estes impactos não são facilmente mensuráveis, tornando-se difícil a sua quantificação e posterior conversão em termos monetários.

Uma vez que se pretende limitar o aumento da concentração de gases de efeito de estufa através, entre outras medidas, da substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis, é cada vez mais importante incluir a avaliação das emissões atmosféricas dos vários sistemas de produção.

Um dos objectivos da investigação de El-Kordy *et al* (2001) foi a determinação das emissões das diferentes tecnologias de produção térmica utilizadas no Egipto (já referidas anteriormente), assim como a determinação dos respectivos custos externos especificando o custo de cada kWh, comparando-o com o custo de cada kWh de sistemas de energia renováveis (eólica e fotovoltaica). Os sistemas fotovoltaico e de energia eólica como não têm emissões durante a fase operacional, surgindo apenas nas fases não-operacionais, apresentam os valores mais baixos. As tecnologias

com maiores emissões e, conseqüentemente, com custos externos mais elevados, são os sistemas convencionais a vapor de queima de fuelóleo (*conventional steam fuel oil fired*) e os sistemas convencionais de combustão a vapor de queima de gás natural (*conventional steam natural gas fired*).

No estudo referido, os custos externos são baseados essencialmente nas emissões atmosféricas das centrais. Estas dependem de vários factores, incluindo a idade e tipo de planta, tipo de combustível, conteúdos de enxofre, tecnologia de controlo de emissões instalada, planta de operação, taxas de aquecimento, temperatura de combustão e injeções de vapor ou pedra calcária. As emissões de sistemas fotovoltaicos ou de energia eólica ao longo do ciclo de vida dependem principalmente da fonte de energia e aquecimento utilizada na fabricação dos materiais.

Esta análise vem demonstrar que o facto de se incluírem, ou não, os custos externos na avaliação de custos altera significativamente os resultados. Concluiu-se que, considerando os custos externos, são os sistemas eólicos que apresentam o custo mais baixo, embora esta tecnologia esteja limitada à disponibilidade do vento e aos problemas de armazenamento de energia. A produção de electricidade a partir da energia fotovoltaica é a mais dispendiosa. Dos sistemas convencionais, as centrais de ciclo combinado a gás natural apresentam o custo por kWh mais baixo, sendo, aliás, a tecnologia mais económica quando os custos externos não são incluídos (mesmo em relação à energia eólica).

Kannan *et al* (2005) tiveram como objectivo quantificar a utilização de energia a partir de fontes não renováveis (fósseis) e o potencial de aquecimento global devido às emissões dos principais gases com efeito de estufa (tais como CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O) na produção de electricidade a partir de uma central de ciclo combinado a gás natural localizada em Singapura e com uma capacidade de 367,5 MW. Nesta investigação não foi incluída a energia consumida nas instalações, nem as perdas na transmissão e distribuição na rede.

Uma vez que se espera que a energia eólica desempenhe um papel relevante na produção de electricidade na Europa, é também importante avaliar o seu desempenho ambiental para servir de base à comparação desta tecnologia com outras fontes de produção. Um estudo foi realizado, por exemplo, por Jungbluth *et al* (2004), onde foram analisados quatro parques eólicos na Suíça e dois na Europa e considerados como elementos mais importantes os materiais utilizados, o consumo de energia, assim como o tempo de vida da central e o seu factor de carga. Utilizou uma avaliação do ciclo de vida, mas não incluiu a já referida eventual necessidade de um sistema de apoio para a produção de electricidade. Os resultados mostram que o desempenho ambiental é melhor quanto maior for o factor de carga ou o tempo de vida das infra-estruturas e que para o mesmo factor de carga os parques *offshore* parecem possuir um desempenho ambiental inferior ao dos parques *onshore*.

Existem já alguns modelos e bases de dados com informação sobre os impactos ambientais originados por vários processos. Exemplo disso é o modelo *Ecoinvent*, uma base de dados criada na Suíça, onde foram analisados sistemas de energia renováveis como as centrais hídricas, de biomassa, fotovoltaica, solares ou eólicas (Jungbluth *et al*, 2004). Abrange, igualmente, sistemas tradicionais de produção de energia, processos de tratamento de resíduos, sectores dos transportes e da agricultura, materiais de construção e produtos químicos, assim como bens de consumo, como detergentes, papéis, embalagens e tecnologias da informação.

Também o programa *Externe* (apresentado de forma mais pormenorizada no sub-capítulo seguinte) foi desenvolvido no sentido de se obter um sistema comunitário de contabilização das externalidades, com um conjunto de dados comparáveis entre si, para a avaliação dos custos externos gerados pelos ciclos dos combustíveis utilizados na produção de electricidade.

Os dados existentes neste programa sobre os custos decorrentes das emissões atmosféricas resultantes da utilização de várias fontes de energia foram utilizados, por exemplo, por Kennedy (2004), Cormio *et al* (2003) e Schleisner (2000).

#### **4.1.2 Análise do ciclo de vida**

A metodologia da análise do ciclo de vida é uma ferramenta que pode ser utilizada para suporte na tomada de decisões de um projecto, sendo normalmente empregue para avaliação dos impactos ambientais associados a um produto, processo ou actividade, através da análise e quantificação do consumo de recursos e das emissões.

A análise do ciclo de vida está incluída nas normas ISO 14040, desenvolvidas de forma a abordar os assuntos ambientais durante todo o ciclo de vida de um produto ou serviço (“desde o berço até à cova” ou segundo a nova abordagem “do berço até ao berço”). Desenvolve-se em quatro fases:

- *definição do objectivo e âmbito*;
- *inventário*: criação de uma base de dados com informações quantitativas de energia e matérias-primas necessárias, emissões gasosas, efluentes líquidos e resíduos sólidos, isto é, “entradas” e “saídas” relevantes;
- *avaliação de impactes*: caracterização e avaliação dos efeitos das cargas ambientais identificadas no inventário (por exemplo, efeitos na saúde humana ou nos ecossistemas);
- *análise de melhorias*: avaliação das oportunidades de redução de consumos de energia, de recursos ou da minimização de impactes ambientais em cada uma das fases do sistema.

Esta metodologia apresenta, no entanto, algumas limitações, pois depende da localização do sistema a analisar e é subjectiva no que diz respeito à escolha e suposições na elaboração do inventário e da avaliação dos impactos.

Foi à avaliação do ciclo de vida convencional, baseado nos quatro passos acima referidos, que Kannan *et al* (2005) recorreram para a quantificação da energia utilizada e das emissões de GEE na produção de electricidade a partir de uma central de ciclo combinado a gás natural. A análise abrangeu três fases de vida da central, nomeadamente a construção, operação e desmantelamento.

Na fase de construção, incluíram os materiais extraídos ou produzidos para os equipamentos da central (ex: ferro, aço, cimento, etc.), a produção dos equipamentos propriamente ditos e a sua instalação no local escolhido. Na fase de produção, consideraram a entrada de todos os materiais (ex: água e gás natural) em todo o tempo de vida da central, assim como para a produção e processamento do gás natural. A fase de desmantelamento compreendeu a demolição, a reciclagem dos materiais e a sua deposição.

Para o inventário foi recolhida informação sobre o material utilizado nas três fases referidas, sobre a energia consumida (não inclui a energia consumida nas próprias instalações nem as perdas na rede de distribuição e transmissão) e sobre as emissões dos gases que contribuem para o aquecimento global (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O).

Kannan *et al* (2005) efectuaram, igualmente, uma análise de custos do ciclo de vida através da soma dos custos envolvidos nas três fases referidas, designadamente custos de capital (custos com licenças, construção e com equipamento), de operação e manutenção, de combustível e de desmantelamento.

Uma avaliação mais completa de projectos baseada na análise do ciclo de vida foi, também, realizada por El-Kordy *et al* (2001) para a avaliação económica de vários tipos de tecnologias para produção de electricidade.

Segundo El-Kordy *et al* (2001), a análise do ciclo de vida (LCC – *Life Cycle Cost Analysis*) permite uma avaliação realista de todos os custos associados com a instalação e operação ao longo da vida dos sistemas de produção de energia, possibilitando uma comparação razoável de diferentes fontes de energia. Incluiu os custos de investimento (equipamento e instalações), custos de operação e manutenção, custos com combustível e custos externos devido às emissões atmosféricas (incluindo as fases não operacionais das centrais).

Os valores foram determinados pela seguinte equação:

$$LCC = C_p + M_p + F_p + X_p - S_p \quad \text{onde,} \quad (\text{eq. 1})$$

$p$  – valor actual (presente) de cada factor

$C$  – custos de capital, incluindo despesas iniciais de equipamento, projecto, engenharia do sistema (engenharia do processo) e instalação

$M$  – custos anuais de operação e manutenção, incluindo também salários, inspecções e seguros

$F$  – custos anuais de combustíveis

$X$  – custos externos, incluindo prevenção dos danos ou os seus custos, se ocorreram

$S$  – valor de sucata, isto é, o valor líquido no ano final do período de vida (15% do custo inicial)

Os custos futuros foram convertidos num valor presente tendo em consideração o período de tempo e a taxa de desconto.

Mesmo quando só é avaliado o desempenho ambiental é utilizada esta análise. No caso concreto do estudo realizado por Jungbluth *et al* (2004), a avaliação abrange todos os processos relevantes, isto é, por exemplo, na construção das torres foram incluídas as necessidades de energia e de materiais, assim como as emissões para a produção do aço, as extracções do metal em bruto, o seu processamento e transporte.

No que diz respeito ao consumo de materiais, o registo compreende: o processamento dos vários materiais, o seu transporte para as empresas de fabrico dos componentes e posteriormente para o local de instalação, consumos energéticos, emissões atmosféricas durante a preparação do fundo do mar com escavações e colocação do betão, colocação de plásticos e utilização do terreno. Considerou-se que todos os metais das torres e *nacelle*, assim como das lâminas, poderiam ser reciclados. No entanto, não foram examinadas as substituições dos principais componentes durante o tempo de vida considerado.

Também Schleisner (2000) avaliou a energia necessária e as emissões relacionadas com a produção dos materiais necessários para a construção de um parque eólico *onshore* e um parque *offshore* baseado na avaliação do ciclo de vida, mas segundo um modelo dinamarquês. Este foi desenvolvido (no *Risø National Laboratory*) com o objectivo de avaliar toda a energia utilizada e as emissões relacionadas com as várias tecnologias de produção de energia, especialmente dos sistemas renováveis, onde por vezes é discutido se a energia consumida para a produção dessa tecnologia é restituída durante o seu tempo de vida. Nos exemplos analisados por Schleisner (2000) a energia era restituída (*pay-back time*) ao fim de 0,39 anos no caso do parque *offshore* e de 0,26 anos para o parque *onshore*.



## 4.2 Programa *ExternE* – *External Costs of Energy*

O projecto *ExternE – Externalities of Energy* – resulta de uma iniciativa lançada em 1991 e desenvolvida pela Comissão Europeia, com o apoio do programa de *I&D Joule*<sup>8</sup>. O objectivo principal consiste no desenvolvimento e aplicação de um sistema comunitário de contabilização das externalidades, com um conjunto de dados comparáveis entre si, para a avaliação dos custos externos gerados pelos ciclos dos combustíveis utilizados na produção de electricidade. Este interesse de internacionalizar as externalidades está patente no 5º Programa Comunitário de Acção Ambiental, no Livro Branco sobre Crescimento, Competitividade e Emprego e no Livro Branco sobre Energia (Santos *et al*, 2001).

O projecto inclui três áreas: “*ExternE* Núcleo”, para desenvolvimento e actualização da metodologia de avaliação, “*ExternE* Implementação Nacional”, para a criação de uma base de dados e a aplicação da metodologia em todos os países da UE (excepto Luxemburgo) e Noruega, e “*ExternE* Transportes”, para aplicação da metodologia à avaliação dos impactos resultantes da utilização de energia nos transportes.

A metodologia foi aplicada para a análise de várias tecnologias, instaladas em diversos locais, e que utilizam como combustível:

- carvão e lenhite
- turfa
- petróleo
- gás
- nuclear
- biomassa
- hídrica
- fotovoltaica
- eólica

- **Definição de custos externos**

Este tipo de custos, também designados de externalidades, surge sempre que a actividade de um grupo de pessoas afecta o bem-estar de terceiros sem que haja lugar a uma compensação. De um modo geral, são os custos impostos na sociedade e no ambiente e que não são incluídos no preço de mercado, tais como, efeitos da poluição do ar na saúde, nos edifícios, na agricultura (colheitas), no aquecimento global, emissões de ruído, impactos visuais, entre outros.

---

<sup>8</sup> Programa específico de investigação e desenvolvimento tecnológico no domínio da energia – energias não nucleares e utilização racional de energia – *Joule (Joint Opportunities for Unconventional or Long-term Energy Supply)*.

Por exemplo, uma central eléctrica produz emissões de SO<sub>2</sub> que poderão provocar danos nos edifícios ou na saúde da população. Normalmente este tipo de impactos não é contabilizado nem tido em conta nas decisões dos proprietários, pelo que são considerados “externos”.

A avaliação económica tradicional tende a ignorar estes efeitos, mas há um interesse crescente em quantificar os impactos ambientais e da saúde no uso da energia. O *ExternE* foi a primeira tentativa, na Europa, para utilizar uma metodologia padronizada para avaliar as externalidades dos diferentes ciclos energéticos.

Uma forma de considerar estes custos poderá passar por eco-taxas, que penalizariam as tecnologias e combustíveis mais prejudiciais, ou por subsídios para as tecnologias mais limpas que evitam custos sócio-ambientais.

- **Danos estimados**

Foram considerados, para análise no programa, sete tipos principais de danos (ver tabela seguinte):

- Saúde humana (mortalidade e doença)
- Efeitos nas colheitas agrícolas
- Efeitos nas construções (materiais dos edifícios)
- Aquecimento global (provocado pelos gases com efeito de estufa)
- Ecossistemas
- Perdas de amenidade

No caso dos impactos nos ecossistemas e no aquecimento global, onde o grau de incerteza é elevado, são calculados os custos totais e marginais evitados de modo a atingir as metas ambientais acordadas.

Tabela 19. Impactos e respectivos efeitos na saúde e no ambiente incluídos na análise (European Commission, 2003).

Impacto	Poluente/Carga ambiental	Efeitos
Saúde Humana	PM <sub>10</sub> <sup>a</sup> , SO <sub>2</sub>	Redução da esperança média de vida
Mortalidade	NOx, O <sub>3</sub>	
	Benzeno	Cancros
	Benzo-[a]-pireno	
	1,3-butadieno	
	Partículas diesel	Perda de amenidade, impacto na saúde
	Ruído	Risco de fatalidades por acidentes de trabalho ou viação
	Risco de acidentes	

Tabela 19. Impactos e respectivos efeitos na saúde e no ambiente incluídos na análise (cont.).

Impacto	Poluente/Carga ambiental	Efeitos
Saúde Humana	PM <sub>10</sub> , O <sub>3</sub> , SO <sub>2</sub>	Admissão em hospital por problemas respiratórios
Doença	PM <sub>10</sub> , O <sub>3</sub>	Dias de actividade restrita
	PM <sub>10</sub> , CO	Paragem cardíaca
	Benzeno	
	Benzo-[a]-pireno	
	1,3-butadieno	Risco de cancro (não-fatal)
	Partículas diesel	
	PM <sub>10</sub>	Admissão em hospital por problemas vasculares
		Casos de bronquite crónica
		Casos de tosse crónica em crianças
		Tosse em asmáticos
	O <sub>3</sub>	Sintomas respiratórios baixos
		Ataques de asma
		Dias de sintomas
	Ruído	Enfartes do miocárdio
		Anginas do peito
		Hipertensão
		Distúrbio do sono
	Risco de acidentes	Risco de lesões por acidentes de trabalho ou viação
Infra-estruturas (materiais dos edifícios)	SO <sub>2</sub>	Envelhecimento de aço galvanizado, pedra calcária, argamassa, pedra – areia, pintura, reboco e zinco dos edifícios
	Deposição ácida	Sujidade dos edifícios
Colheitas Agrícolas	Partículas de combustão	
	NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub>	Mudança de rendimento para trigo, cevada, centeio, aveias, batata, açúcar de beterraba
	O <sub>3</sub>	Mudança de rendimento para trigo, cevada, centeio, aveias, batata, arroz, tabaco, semente de girassol
Aquecimento Global	Deposição ácida	Aumento das necessidades de crescimento
	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O	Efeitos mundiais na mortalidade, doença, impactos costeiros, agricultura, necessidades energéticas, e impactos económicos devido a mudança de temperatura e subida do nível do mar
	N, S	
Perdas de Amenidade	Ruído	Perda de amenidade devido à exposição ao ruído
Ecossistemas	Deposição ácida	
	Deposição de nitrogénio	Acidificação e eutrofização (custos evitados para reduzir as áreas onde as cargas críticas são excedidas)

## • Metodologia

Dentro do projecto *ExternE* foi desenvolvido o modelo *EcoSense* – um software integrado para avaliação dos impactos ambientais, bem como os custos externos deles resultantes. Estão incluídos os impactos na saúde humana, colheitas agrícolas, capital construído e florestas. Não abrange o efeito do aquecimento global (dada a sua natureza global), nem os impactos relativos a acidentes de trabalho e públicos, uma vez que estes assentam numa análise e avaliação estatística.

Esta avaliação é uma aproximação do tipo *bottom-up* (“de baixo para cima”), onde os custos e benefícios ambientais são estimados seguindo o caminho desde a fonte de emissões por mudanças

da qualidade do ar, solo e água até aos impactos físicos, antes de serem expressos em custos e benefícios monetários.

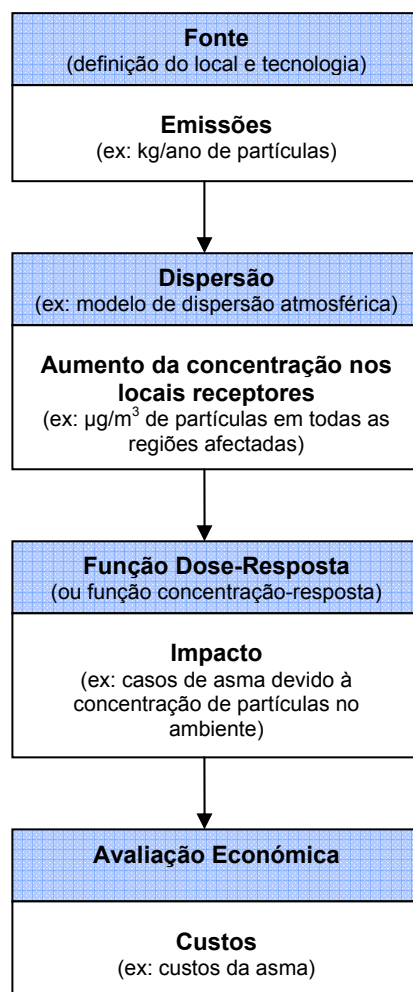


Figura 12. Estágios da metodologia adoptada no *ExternE* (Fonte: European Commission, 2003).

Numa primeira fase, são identificados os impactos da tecnologia em avaliação, efectuada uma descrição do meio receptor (localização, condições meteorológicas, áreas agrícolas, etc.), assim como identificação das áreas abrangidas com recursos, por exemplo, a modelos de dispersão tratando-se de poluentes atmosféricos.

Posteriormente, são quantificados os impactos utilizando funções dose-resposta. A avaliação económica é a última etapa, e assenta numa análise dos preços de mercado e/ou em estudos disponíveis.

Para cada cálculo são necessários dois cenários – um cenário de referência e o cenário que se está a estudar (simular). No primeiro cenário é importante conhecer os antecedentes da concentração de poluentes, principalmente daqueles com uma química não-linear ou com funções

concentração-resposta não lineares. Para tal são introduzidas bases de dados sobre meteorologia, demografia, emissões (no ar, água e solo), produções agrícolas, etc.

A diferença estimada entre, por exemplo, a qualidade do ar no cenário simulado e no cenário de referência é combinada com uma função dose-resposta de modo a obter diferenças nos impactos físicos na saúde pública, nas colheitas agrícolas e nos materiais dos edifícios.

O sistema possui uma base de dados do ambiente receptor, com definição à escala regional e local, construída a partir da base de dados EUROGRID (*European Grid*), com informação sobre população, culturas agrícolas, capital construído (edifícios) e florestas. Incorpora ainda dois modelos sobre qualidade do ar, um conjunto de módulos de avaliação de impactos – assentes em relações dose-resposta e uma biblioteca de valores monetários recolhidos a partir de diversos estudos disponíveis na literatura.

Não devem ser considerados apenas os danos locais, pois muitos poluentes têm efeitos a grandes distâncias da sua fonte.

É utilizado o modelo NewExt (*New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies*) para analisar não só a poluição atmosférica, mas também a poluição na água e no solo.

A exposição humana a metais pesados e a algumas substâncias orgânicas (como dioxinas), que se acumulam na água e no solo, e “chegam” via alimentação, é representada noutros modelos.

Em seguida, são compilados e analisados os vários modelos de exposição-resposta, de modo a obterem-se os impactos físicos decorrentes da concentração de poluentes.

Por último, os impactos são avaliados em termos monetários. Para alguns poderão ser utilizados preços de mercado (no caso dos efeitos nas colheitas ou nas construções). No entanto, noutros, como os danos na saúde humana, a avaliação só é possível baseando-se em aproximações sobre o que cada indivíduo está disposto a pagar (*willingness to pay*) ou a aceitar (*willingness to accept*) para o seu bem-estar.

Quando a incerteza é elevada podem, ainda, ser calculados custos evitados. Exemplos disso são os danos nos ecossistemas resultantes da acidificação e aquecimento global.

Assim, são analisados não só os impactos causados na saúde humana, nas colheitas agrícolas ou nas construções, mas também os problemas ambientais associados, melhorando a qualidade da avaliação efectuada.

- **Aplicações**

Uma década de pesquisa permitiu obter dados numa gama elevada de combustíveis, tecnologias e localizações.

O projecto *ExternE* foi utilizado para apoiar decisões políticas, propostas legislativas e avaliações económicas, tais como:

- Projecto de directiva sobre incineração de resíduos não perigosos;
- Estratégia da UE para combater a acidificação;
- Limites da qualidade do ar para PAH's;
- Custos e benefícios para a directiva sobre limites de emissões;
- Custos ambientais dos camiões/camionetas (estudo para incorporar os custos ambientais no imposto indirecto dos veículos no Reino Unido), entre outros.

O software *EcoSense* foi também adaptado a outras regiões do Mundo, nomeadamente a China, Rússia, Brasil e México.

No sector dos transportes, a metodologia desenvolvida é aplicada num contexto mais largo nos projectos europeus UNITE e RECORDIT.

A utilização de uma infra-estrutura de transporte com preços eficientes e justos é um aspecto fundamental no desenvolvimento de políticas de transporte sustentáveis que tem em conta os custos sociais e os benefícios do transporte.

O projecto UNITE (*Unification of Accounts and Marginal Costs for Transport Efficiency*) dota os políticos com uma estrutura e uma estimativa de custos actuais para desenvolver essa política.

No projecto RECORDIT (*Real Cost Reduction of Door-to-Door Intermodal Transport*) é utilizada uma metodologia para o cálculo dos custos reais (internos e externos) de transporte de carga intermodal e para a compreensão dos custos de mecanismos de formação.

Existe, ainda, o projecto ECOSIT que aplica a mesma metodologia à avaliação de várias tecnologias industriais inovadoras fora dos sectores da energia e transporte.

Os projectos GARP II e GREENSENSE são utilizados nos sistemas nacionais de contabilidade.

## • Comparação de Custos/kWh

A metodologia *ExternE* foi aplicada a uma gama variada de combustíveis, tecnologias e localizações. O resultado global é resumido no gráfico seguinte.

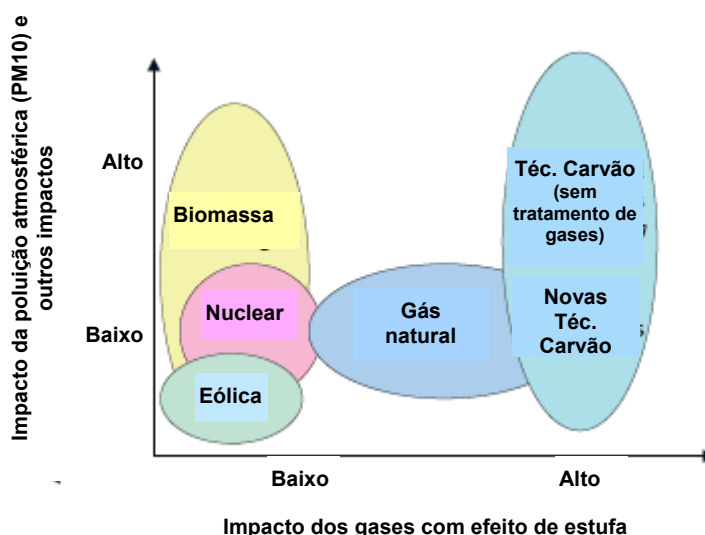


Figura 13. Impactos das várias tecnologias (Fonte: European Commission, 2003).

No geral, a tecnologia eólica é ambientalmente a mais favorável, no que diz respeito às emissões dos poluentes clássicos ( $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  e partículas) e aos gases com efeito de estufa. No entanto, como a produção depende do local, os custos externos devidos ao ruído ou a outros impactos de amenidade podem variar bastante.

A energia nuclear conduz, normalmente, a custos externos baixos, embora esteja incluída a baixa probabilidade de acidentes com consequências elevadas assim como os impactos do ciclo do combustível. É uma tecnologia com baixas emissões de gases com efeito de estufa.

Relativamente à produção de energia a partir da biomassa existem várias tecnologias, pelo que os custos externos vão depender das tecnologias de tratamento dos gases produzidos. Também produzem baixas emissões de gases com efeito de estufa.

Por sua vez, a tecnologia fotovoltaica é muito limpa na fase de utilização, mas tem impactes consideráveis quando analisado o ciclo de vida.

A combustão de gás é bastante limpa relativamente aos poluentes clássicos, mas, dependendo da eficiência das tecnologias utilizadas, pode causar impactos na mudança de clima.

As tecnologias mais recentes de ciclo-combinado também podem ser consideradas como causando baixo impacto pelos gases com efeito de estufa.

O carvão, mesmo para novas e eficientes tecnologias, produz elevadas emissões de CO<sub>2</sub> e de aerossóis primários e secundários.

Na produção de energia eólica deve ser dada importância aos impactos a montante dos processos e aos impactos de amenidade, uma vez que não são emitidos poluentes durante a produção de electricidade. Estes custos são calculados através de dados de emissão para a produção de aço e betão – materiais utilizados na construção das torres e turbinas.

Poderão, ainda, ser considerados os impactos do ruído, que são baixos, e os visuais, que são difíceis de avaliar. Ambos podem ser minimizados através de consultas e planeamento.

Os impactes nas aves e animais são desprezíveis quando quantificados. Os acidentes humanos na fase de construção ou devido a colisões no mar são pequenos, mas podem tornar-se relativamente importantes quando se verificar a diminuição das emissões na produção dos materiais.

Na tabela seguinte podem analisar-se os custos externos da produção de electricidade nos diferentes países da UE. Algumas células estão em branco, pois nem todos os combustíveis são utilizados em todos os países (pelo menos na fase de implementação do *ExternE*).

Tabela 20. Custos externos para a produção de electricidade na UE (em cent €/kWh\*) (Fonte: European Commission, 2003).

País	Carvão e Lenhite	Turfa	Petróleo	Gás	Nuclear	Biomassa	Hidro	Fotov.	Eólica
Áustria				1-3		2-3	0,1		
Bélgica	4-15			1-2	0,5				
Alemanha	3-6		5-8	1-2	0,2	3		0,6	0,05
Dinamarca	4-7			2-3		1			0,1
Espanha	5-8			1-2		3-5**			0,2
Finlândia	2-4	2-5				1			
França	7-10		8-11	2-4	0,3	1	1		
Grécia	5-8		3-5	1		0-0,8	1		0,25
Irlanda	6-8	3-4							
Itália			3-6	2-3			0,3		
Holanda	3-4			1-2	0,7	0,5			
Noruega				1-2		0,2	0,2		0-0,25
Portugal	4-7			1-2		1-2	0,03		
Suécia	2-4					0,3	0-0,7		
R. Unido	4-7		3-5	1-2	0,25	1			0,15

\* Sub-total das externalidade quantificáveis (tais como aquecimento global, saúde humana, saúde ocupacional, danos nos materiais)

\*\* Combustão da biomassa com lenhite



### 4.2.1 Ciclo de vida da energia eólica

O ciclo de um combustível abrange várias fases, desde a sua extracção até à distribuição para os consumidores. No entanto, no caso do vento, consiste apenas na presença dos aerogeradores, a sua operação e ligação à rede (distribuição).

Neste caso, é efectuada uma análise do ciclo de vida incluindo os impactos causados na produção dos equipamentos necessários para a construção do parque. Enquanto que a utilização de outros combustíveis origina impactos mais significativos na fase operacional, neste caso os impactos produzidos na fase de construção das turbinas podem apresentar a mesma magnitude que o impacto visual ou o impacto causado pelo ruído, pelo que também devem ser levados em consideração.

Assim, as fases a considerar são indicadas no diagrama seguinte, podendo ser mais ou menos pormenorizadas:

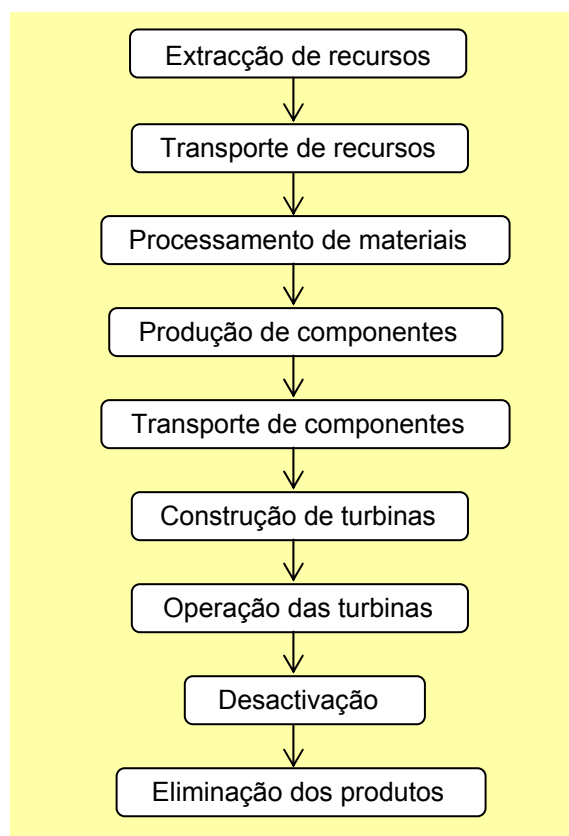


Figura 14. Ciclo de vida da energia eólica.

De seguida, é apresentado um resumo dos estudos realizados no âmbito do *ExternE* para a determinação dos custos externos da produção de electricidade a partir da energia eólica em parques instalados na Espanha, Dinamarca, Alemanha e Reino Unido.

- **EXEMPLO DA ESPANHA**

Para a análise do ciclo da energia produzida através do vento é escolhido um parque eólico e identificada a sua localização, condições e capacidades de produção, assim como tipo de turbinas utilizadas.

No caso espanhol em estudo, as fases são condensadas em duas: construção e operação das turbinas, assumindo que os restantes impactos são desprezíveis.

O parque eólico a ser avaliado localiza-se em Cabo Vilano, município de Camariñas, província da Coruña, no canto noroeste de Espanha, com uma potência instalada de 3MW. Fica num planalto sem vegetação, a 250 m da beira-mar e entre 50 a 100 m acima do nível do mar. Existem duas populações, Camariñas e Muxía a 3 e 5 km de distância do parque, respectivamente.

No ano anterior ao estudo foram produzidos 5270 MWh, com um factor de 0,3. Estimou-se um valor de aproximadamente 105 dB para o nível de ruído produzido pelas turbinas. Não se registaram acidentes de trabalho até ao momento do estudo, mas esperava-se a ocorrência de acidentes rodoviários devido ao aumento de tráfego na área e à distância percorrida por alguns técnicos do parque.

- **Seleccção de impactos prioritários**

Uma vez que a produção de energia através do vento é considerada uma tecnologia de baixo impacto é difícil indicar um significativo.

O ruído é considerado um dos mais importantes, mas normalmente os parques eólicos estão localizados longe de aglomerados populacionais, o que reduz o impacto. O mesmo acontece com a presença física.

No geral podem indicar-se os impactos apresentados na tabela seguinte.

Tabela 21. Impactos do ciclo da energia eólica (Fonte: European Commission, 1997c).

Impactos	Construção das turbinas	Produção de energia
Aquecimento global	X	
Saúde pública	X	
Saúde ocupacional	X	
Colheitas agrícolas	X	
Florestas	X	
Ecossistemas	X	X
Materiais	X	
Ruído		X
Impacto nas aves		X
Interferências electromagnéticas		X
Impacto visual		X

Dos descritos não foi avaliado o impacto nas aves e as interferências electromagnéticas. O primeiro foi considerado desprezível de acordo com a avaliação de impacto ambiental e, no segundo, a área afectada é muito pequena (menos de 1 km<sup>2</sup> em volta das turbinas).

### • Quantificação dos impactos

#### - Construção das turbinas

Nesta fase os principais impactos devem-se à poluição atmosférica originada pela emissão de poluentes, tendo sido apenas considerados os efeitos produzidos na saúde humana. A estimativa de custos foi obtida a partir de um exercício de agregação para o sector da electricidade espanhol.

Os acidentes ocupacionais, que englobam os esperados durante a construção das turbinas assim como os decorrentes da construção do parque eólico, foram estimados tendo por base relatórios da Comissão Europeia e taxas espanholas de acidentes na construção.

Os impactos foram anualizados, assumindo um tempo de vida útil do parque eólico de 20 anos.

Tabela 22. Impactos e danos da construção das turbinas (Fonte: European Commission, 1997c).

Impacto	Carga ambiental	Impactos			Danos	
		Unid.	por TWh	mECU <sub>95</sub> /kWh	ECU <sub>95</sub> /t poluente	σ <sub>g</sub>
Acidentes ocupacionais						
Mortes			1,1e-2	2,9e-2	na	A
Acidentes grave			9,3e-1	1,2e-1	na	A
Acidentes ligeiros			5,8	1,1e-2	na	A
Consumo de energia	energia utilizada	MWh	15,057	5,7e-1	na	B
Efeito estufa	CO <sub>2</sub>			2e-2 – 7,2e-1	3,8 - 139	C
na: não aplicável						

na: não aplicável

## - Operação

Embora, normalmente, o impacto visual seja considerado como significativo, neste caso é bastante duvidosa a sua existência, uma vez que o parque eólico se tornou uma espécie de atracção turística. Deste modo foi considerado desprezível.

Como a densidade populacional à volta do parque é baixa, os impactos provocado pelo ruído também são reduzidos.

Nesta fase foram estimados alguns danos relacionados com acidentes na estrada resultantes do transporte de pessoal, mas os acidentes ocupacionais (profissionais) foram desprezados.

Tabela 23. Impactos e danos da operação das turbinas (Fonte: European Commission, 1997c).

Impacto	Carga ambiental	Impactos			Danos	
		Unid.	por TWh	m ECU <sub>95</sub> /kWh	ECU <sub>95</sub> /t poluente	σ <sub>g</sub>
Acidentes rodoviários						
Mortes			3,2e-1	8,3e-1	na	A
Acidentes grave			8,5e-1	1,1e-1	na	A
Acidentes ligeiros			3,9	7,4e-3	na	A
Ruído				8e-3	na	B
Amenidade visual				<0,001	na	B

na: não aplicável

### • Interpretação dos resultados

Na tabela seguinte são apresentados os danos totais para o parque eólico, assim como os respectivos desvios geométricos,  $\sigma_g$ . O dano é classificado em A, B ou C de acordo com o nível de incerteza associado: a A correspondem resultados com elevado nível de confiança (desvio padrão de 2,5 a 4), enquanto que a C correspondem resultados com baixo nível de confiança (desvio padrão de 6 a 12):

A = confiança alta  $\sigma_g = 2,5$  a 4

B = confiança média  $\sigma_g = 4$  a 6

C = confiança baixa  $\sigma_g = 6$  a 12

No aquecimento global são apresentados valores para quatro estimativas, de acordo com a taxa de desconto utilizada (1, 3 e 5%), com o intervalo de confiança de 95% e o período de tempo dos efeitos das emissões atmosféricas (ver Anexo 7).

Tabela 24. Danos do ciclo da energia eólica (Fonte: European Commission, 1997c).

		mECU <sub>95</sub> /kWh	σ <sub>g</sub>
<b>Produção de energia</b>			
Saúde pública			
	Mortalidade* YOLL (VSL)	ng	B
	da qual TSP		
	SO <sub>2</sub>		
	NO <sub>x</sub>		
	NO <sub>x</sub> (via ozono)		
	Doença	ng	
	da qual TSP, SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , CO		A
	NO <sub>x</sub> (via ozono)		B
	Acidentes	ng	A
Saúde ocupacional		0,95	A
Acidentes graves		nq	
Colheitas		ng	B
	da qual SO <sub>2</sub>		
	NO <sub>x</sub> (via ozono)		
Ecosistemas		ng	B
Materiais (capital construído)		ng	B
Ruído		8e-3	
Impactos visuais		ng	
Aquecimento global			C
	Baixa	ng	
	Média 3%	ng	
	Média 1%	ng	
	Alta	ng	
<b>Outras fases do ciclo</b>			
Saúde pública		nq	A
Saúde ocupacional		0,16	A
Efeitos ecológicos		ng	B
Danos nas estradas		nq	A
Aquecimento global			C
	Baixa	2,0e-2	
	Média 3%	9,3e-2	
	Média 1%	2,4e-1	
	Alta	7,2e-1	

\*YOLL = impactos na mortalidade baseados na aproximação dos “anos de vida perdidos” (*years of life lost*),

VSL = avaliação de impactos baseada na aproximação “valor da vida estatística” (*value of statistical life*)

PST – partículas suspensas totais; ng: negligenciável, nq: não quantificado

Tabela 25. Danos sub-totais do ciclo da energia eólica (Fonte: European Commission, 1997c).

		mECU <sub>95</sub> /kWh
<b>YOLL (VSL)</b>	Baixa	1,7 (1,7)
	Média 3%	1,8 (1,8)
	Média 1%	1,9 (1,9)
	Alta	2,4 (2,4)

YOLL = impactos na mortalidade baseados na aproximação dos “anos de vida perdidos” (*years of life lost*), VSL = avaliação de impactos baseada na aproximação “valor da vida estatística” (*value of statistical life*)

Pode-se considerar que os danos são reduzidos, correspondendo os mais elevados a acidentes ocupacionais, que por isso deveriam ser interiorizados.

Os potenciais impactos deste ciclo, como o ruído e o impacto visual, são reduzidos neste caso devido à localização do parque, afastado de centros populacionais e de áreas ecologicamente sensíveis.

Futuramente deverá ser dada importância à análise do ciclo da energia eólica, uma vez que os danos poderão ser superiores, dependendo da localização dos parques, mas diminuídos se os impactos forem corrigidos na fase de planeamento.

## • **EXEMPLO DA DINAMARCA**

No estudo dinamarquês, para além de um parque eólico *onshore* (Fjaldene) com 18 aerogeradores de 500 kW (num total de 9 MW), incluiu-se também um parque eólico *offshore* (Tunø Knob) com 10 aerogeradores de 500 kW (com capacidade total de 5 MW).

Da mesma forma é efectuada uma descrição da localização dos parques, capacidades de produção e tipo de turbinas utilizadas.

O parque de Fjaldene, que ocupa uma área de 200 ha, é rodeado de plantações, clareiras irregulares e paisagens montanhosas. Localiza-se a 83 m do nível do mar, pelo que pode ser visível a alguma distância. Existem três pequenas povoações a uma distância de 3-4 km do parque.

Cada um dos aerogeradores instalados no parque *offshore* de Tunø Knob possui dados e equipamento de transmissão para comunicar, via rádio, com o centro de controlo que fica situado numa aldeia relativamente perto do local. Todas as unidades são inspeccionadas duas vezes por ano. A área do mar é caracterizada por ilhas, várias baías, enseadas e cabos, enquanto que a zona terrestre inclui paisagens montanhosas e clareiras irregulares. Ao longo da costa há muitas praias populares e áreas para residentes de Verão.

## • **Seleção de impactos prioritários**

Para o parque eólico *offshore* foram considerados os seguintes impactos como externalidades do ciclo de vida das turbinas:

- ruído,
- impacto visual,
- emissões atmosféricas relacionadas com a produção dos materiais,
- acidentes,
- impactos nas aves e conchas,
- impactos nos peixes,
- interferências com sistemas de comunicações electromagnéticos.

Dos referidos anteriormente, para o parque *onshore* foram considerados irrelevantes os impactos nos peixes e as interferências com sistemas de comunicações electromagnéticas.

- **Quantificação dos impactos e danos**

### **Ruído**

Só foi considerado o ruído durante a fase de operação, pois vai afectar a área durante muito mais tempo do que outro tipo de fontes de ruído.

O nível e efeitos do ruído são calculados por uma fórmula logarítmica, que inclui a distância das turbinas. É ajustada para a variação da sensibilidade entre a noite e o dia, operações irregulares, sensibilidade das pessoas em relação ao ruído e ruído de fundo (European Commission, 1997b).

$$AVN = \sum_{\text{todas posições}} (L_{ano,obs} - L_{dn,r.fundo}) \times N_{casas} \times A(P) \times NDSI \quad (\text{eq. 2})$$

onde,

$AVN$  (*annual value of noise*) – valor anual do ruído

$L_{ano,obs}$  – média do ruído enquanto as turbinas estão em funcionamento durante o período de um ano

$L_{dn,r.fundo}$  – ruído esperado sem as turbinas, isto é, ruído de fundo (r.fundo) de dia e de noite (dn)

$N_{casas}$  – nº de casas naquela localização

$A(P)$  – valor médio anual das casas

$NDSI$  – índice de sensibilidade depreciativa do ruído (utilizado para estimar a depreciação no valor das casas em função do nível de ruído ambiente)

Foi determinado um valor anual do ruído de 0,004 mECU<sub>95</sub>/kWh para o parque eólico de Tunø Knob e de 0,019 mECU<sub>95</sub>/kWh para o parque de Fjaldene.

### **Amenidade visual**

Este impacto é difícil de quantificar, pois depende de opiniões pessoais. No entanto, como estas regiões são bastante utilizadas no Verão, foi-lhe dada bastante atenção.

Foi demonstrado que o preço de compra de casas que se localizam perto de parques eólicos tem tendência para ser mais barato (European Commission, 1997b).

Assim, foi calculado um valor monetário do efeito no preço das casas em redor do parque *onshore*, num raio de influência de 1500 m.

Tabela 26. Valores monetários da visibilidade para o parque eólico Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).

Parque eólico Fjaldene	18 aerogeradores
Produção anual líquida de electricidade	19 800 MWh
Vida útil	20 anos
Número de casas influenciadas	7
Efeito por turbina por casa	527,50 ECU <sub>95</sub>
Valor monetário de visibilidade	0,17 mECU <sub>95</sub> /kWh

YOLL = impactos na mortalidade baseados na aproximação dos “anos de vida perdidos”  
(*years of life lost*), VSL = avaliação de impactos baseada na aproximação “valor da vida estatística” (*value of statistical life*)

O resultado é muito incerto, podendo variar bastante, dependendo da pesquisa dos preços de mercado das casas, assim como do raio de influência definido (podendo alterar o número de casas afectadas).

Relativamente ao parque *offshore*, antes da sua implementação foram avaliados protestos baseados nos efeitos da luz proveniente das turbinas, que poderiam causar perturbações na natureza e no ruído. Estando actualmente em funcionamento, a população em redor aceita o parque e não se verificaram problemas de luz ou ruído, pelo que neste caso o impacto visual foi considerado nulo.

### **Emissões atmosféricas**

As principais emissões atmosféricas estão relacionadas com a produção de materiais para a construção dos parques, nomeadamente para as turbinas, para as bases e para os cabos de ligação, no caso de um parque *offshore*.

Nas tabelas seguintes estão apresentadas as emissões mais relevantes nos dois casos em estudo.

Tabela 27. Emissões resultantes da produção do parque eólico Tunø Knob (Fonte: European Commission, 1997b).

	SO <sub>2</sub> (kg)	NO <sub>x</sub> (kg)	CO <sub>2</sub> (kg)	N <sub>2</sub> O (kg)	CH <sub>4</sub> (kg)	CO (kg)
Turbinas	3888	3067	1151079	35	21	513
Bases	6175	15229	4029797	95	200	2999
Cabos no mar	1174	1153	362094	11	8	207
<b>Total</b>	<b>11238</b>	<b>19449</b>	<b>5542970</b>	<b>141</b>	<b>229</b>	<b>3718</b>

Tabela 28. Emissões resultantes da produção do parque eólico Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).

	SO <sub>2</sub> (kg)	NO <sub>x</sub> (kg)	CO <sub>2</sub> (kg)	N <sub>2</sub> O (kg)	CH <sub>4</sub> (kg)	CO (kg)
Turbinas	6999	5520	1351116	41	26	788
Bases	5558	13706	3722776	88	181	2724
<b>Total</b>	<b>12557</b>	<b>19226</b>	<b>5331530</b>	<b>138</b>	<b>212</b>	<b>3551</b>



**- CO, SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>**

Só foram avaliados os impactos associados às emissões de CO, SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> relacionando-os com a electricidade, aquecimento e transporte correspondentes à produção dos materiais (considerando 20 anos de produção de electricidade).

Tabela 29. Emissões de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e CO em g/kWh para o parque Tunø Knob (Fonte: European Commission, 1997b).

Emissões (fases)	SO <sub>2</sub> (g/kWh)	NO <sub>x</sub> (g/kWh)	CO (g/kWh)
Produção de electricidade	0,031	0,016	0,002
Produção de aquecimento	0,003	0,028	0,003
Transporte dos materiais	0,011	0,032	0,010
<b>Emissões totais</b>	<b>0,045</b>	<b>0,076</b>	<b>0,015</b>

Tabela 30. Emissões de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e CO em g/kWh para o parque Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).

Emissões (fases)	SO <sub>2</sub> (g/kWh)	NO <sub>x</sub> (g/kWh)	CO (g/kWh)
Produção de electricidade	0,023	0,012	0,001
Produção de aquecimento	0,002	0,017	0,002
Transporte dos materiais	0,007	0,019	0,006
<b>Emissões totais</b>	<b>0,032</b>	<b>0,048</b>	<b>0,009</b>

Os danos causados pelas emissões atmosféricas foram calculados usando o modelo *EcoSense* (só se utilizou o módulo regional). As emissões relacionadas com a produção de electricidade foram baseadas num valor médio de uma central a carvão localizada na Dinamarca juntamente com os dados meteorológicos para produção de turbinas e outros materiais.

As emissões originadas pelo transporte de materiais foram excluídas, uma vez que a maior parte é efectuada por mar, não sendo possível relacionar essas emissões com a produção de energia de uma central. Para as emissões decorrentes do aquecimento, foram diminuídos os valores das emissões resultantes do ciclo de gás natural existentes nos dados do *EcoSense*, de modo a adaptar a sua produção aos parques eólicos.

Os resultados são apresentados nas tabelas abaixo.

Tabela 31. Danos totais, em mECU<sub>95</sub>/kWh, relacionados com o parque Tunø Knob (Fonte: European Commission, 1997b).

Receptor	Poluente	Dano Médio
Colheitas	SO <sub>2</sub> , azoto / Deposição ácida	2e-4
Saúde humana	PST, nitratos, sulfatos, SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , CO	0,42
Materiais	SO <sub>2</sub> , deposição de humidade	0,01
<b>Total</b>		<b>0,42</b>

PST – partículas suspensas totais

Pode dizer-se que 98% dos danos são relacionados com a saúde humana, dos quais 48% são causados por emissões de NO<sub>x</sub> e 44% por emissões de SO<sub>2</sub>. A produção de electricidade e de aquecimento também contribuem, em partes iguais, para a existência de danos.

Tabela 32. Danos totais, em mECU<sub>95</sub>/kWh, relacionados com o parque Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).

Receptor	Poluente	Dano Médio
Colheitas	SO <sub>2</sub> , azoto / Deposição ácida	3e-4
Saúde humana	PST, nitratos, sulfatos, SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub>	0,22
Materiais	SO <sub>2</sub> , deposição de humidade	80e-4
<b>Total</b>		<b>0,22</b>

PST – partículas suspensas totais

### - Ozono

Os danos correspondentes ao ozono são calculados em função das emissões de NO<sub>x</sub>, segundo os valores monetários abaixo indicados.

Tabela 33. Valores monetários para o ozono (Fonte: European Commission, 1997b).

		Valor monetário
Mortalidade	Europa	259 ECU <sub>95</sub> /t NO <sub>x</sub>
	Fora da Europa	153 ECU <sub>95</sub> /t NO <sub>x</sub>
Doença	Europa	460 ECU <sub>95</sub> /t NO <sub>x</sub>
	Fora da Europa	272 ECU <sub>95</sub> /t NO <sub>x</sub>
Colheitas	Europa	200 ECU <sub>95</sub> /t NO <sub>x</sub>
	Fora da Europa	150 ECU <sub>95</sub> /t NO <sub>x</sub>

Considerando os valores de emissão de NO<sub>x</sub> relacionados com a produção de materiais na Europa e sabendo que seriam aproximadamente iguais a 0,076 g/kWh e 0,048 g/kWh nos parques Tunø e Fjaldene, respectivamente, obtêm-se os custos apresentados no quadro seguinte.

Tabela 34. Danos devidos ao ozono por emissões de NO<sub>x</sub> (Fonte: European Commission, 1997b).

	Tunø Knob	Fjaldene
Mortalidade	0,03 mECU <sub>95</sub> /kWh	0,02 mECU <sub>95</sub> /kWh
Doença	0,06 mECU <sub>95</sub> /kWh	0,04 mECU <sub>95</sub> /kWh
Colheitas	0,03 mECU <sub>95</sub> /kWh	0,02 mECU <sub>95</sub> /kWh
<b>Total</b>	<b>0,12 mECU<sub>95</sub>/kWh</b>	<b>0,08 mECU<sub>95</sub>/kWh</b>

### - Gases com efeito de estufa

Do mesmo modo, a produção de gases com efeito de estufa é originada pelo consumo de energia na produção dos materiais. As emissões de N<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub> e CO são convertidas para CO<sub>2</sub> equivalente pelos factores 320, 21 e 1,4, respectivamente, obtendo-se os resultados relacionados com a electricidade, aquecimento e transporte (Tabelas 35 e 36).

Tabela 35. Emissões de CO<sub>2</sub> em g/kWh para o parque Tunø Knob (Fonte: European Commission, 1997b).

Emissões (fases)	CO <sub>2</sub> (g/kWh)
Produção de electricidade	8,428
Produção de aquecimento	11,872
Transporte dos materiais	1,740
<b>Emissões totais</b>	<b>22,040</b>

Tabela 36. Emissões de CO<sub>2</sub> em g/kWh para o parque Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).

Emissões (fases)	CO <sub>2</sub> (g/kWh)
Produção de electricidade	6,343
Produção de aquecimento	7,127
Transporte dos materiais	1,065
<b>Emissões totais</b>	<b>14,535</b>

A partir de modelos utilizados no *ExternE* (FUND e *Open Framework Models*) foram estimados quatro valores monetários para as emissões de CO<sub>2</sub> obtendo-se diferentes custos para cada uma das centrais e que são indicados na tabela 37.

Tabela 37. Danos totais, em mECU<sub>95</sub>/kWh, derivados do aquecimento global relacionado com a produção de materiais para os dois parques eólicos (Fonte: European Commission, 1997b).

Valor monetário para CO <sub>2</sub>	Tunø Knob (mECU <sub>95</sub> /kWh <sub>heat</sub> )	Fjaldene (mECU <sub>95</sub> /kWh <sub>heat</sub> )
3,8 ECU <sub>95</sub> /t CO <sub>2</sub>	0,08	0,06
18 ECU <sub>95</sub> /t CO <sub>2</sub>	0,40	0,26
46 ECU <sub>95</sub> /t CO <sub>2</sub>	1,01	0,67
139 ECU <sub>95</sub> /t CO <sub>2</sub>	3,06	2,02

## Acidentes

Um exemplo de acidentes que poderão afectar o público diz respeito à separação de parte de uma pá, ou de uma pá inteira, ou até mesmo do rotor inteiro ainda em movimento, que poderiam ser projectados a uma distância considerável. O pior cenário seria a deslocação da turbina a velocidades acima do *cut-off* (cortar, desligar), seguido de uma falha estrutural da pá que originaria uma separação da mesma a velocidades elevadas. Foi estimado que um fragmento da pá poderia deslocar-se entre 700 a 800 metros numa sequência destes factos.

No entanto, essa ocorrência é muito improvável; e se as turbinas não atingirem a velocidade referida, os fragmentos nem se aproximarão das casas vizinhas. Para o parque *offshore* o risco é ainda menor. Por isso, este tipo de acidentes não é considerado uma externalidade.

Outro exemplo é o transporte dos trabalhadores até ao parque eólico, assim como todos os transportes efectuados ao longo do ciclo de vida.

De acordo com informação estatística entre os anos de 1990 – 1994 foram estimados:

- 0,15 acidentes/milhões de km percorridos
- 0,009 mortes/milhões de km percorridos

Considerando uma avaliação dos danos de 1 400 ECU<sub>95</sub> para acidentes menores, 94 000 ECU<sub>95</sub> para acidentes graves e 3 100 000 ECU<sub>95</sub> para acidentes fatais e as estimativas acima referidas, o custo dos danos com acidentes públicos no parque de Tunø Knob (*offshore*) é de 0,016 mECU<sub>95</sub>/kWh e igual a 0,018 mECU<sub>95</sub>/kWh para Fjaldene.

Os acidentes ocupacionais estão relacionados com a produção dos aerogeradores e, segundo a agência responsável, ocorreram 69 acidentes em 1995. Nesse ano foram produzidas 1545 turbinas com uma capacidade total de 577 MW, das quais apenas 6% foram instaladas na Dinamarca, correspondendo a 98 MW, tendo sido exportado o restante. Estimaram-se 0,12 acidentes/MW. Ocorreram sete acidentes graves, enquanto que os restantes foram ligeiros. Não se verificaram acidentes mortais.

Utilizando as estimativas dos danos acima referidas, os custos na construção do parque Tunø Knob (5 MW, 0,06 acidentes graves e 0,54 acidentes ligeiros) rondam os 0,022 mECU<sub>95</sub>/kWh e 0,025 mECU<sub>95</sub>/kWh para Fjaldene (9 MW, 0,11 acidentes graves e 0,97 acidentes ligeiros).

Também poderão acontecer acidentes nos trabalhos realizados no mar. Neste caso concreto, um mergulhador teve um acidente, ficando com problemas físicos permanentes e impossibilitado de mergulhar novamente.

### ***Impactos nas aves e conchas***

O movimento das turbinas pode causar morte, danos ou distúrbios nas aves perto do parque *offshore*. Uma vez que o parque em questão está situado numa área de passagem e descanso de pássaros, foi analisado o seu impacto.

Muitos dos pássaros existentes, especialmente os patos, utilizam as águas menos profundas para procurar alimento e um local para repouso. Biólogos estudaram o número, comportamento e dispersões das aves na área do parque antes e depois da implementação do mesmo, assim como do seu alimento preferido, que consiste em conchas.

De acordo com a investigação, o número de patos diminuiu, assim como a quantidade de alimento disponível. No entanto, supõe-se que a causa não esteja directamente relacionada com a instalação do parque eólico, mas sim com a mudança nas condições meteorológicas.

Em relação à morte de aves pelas turbinas foi tida em consideração uma investigação realizada por ornitólogos holandeses numa área particularmente vulnerável para os pássaros, na qual

estavam instaladas cinco turbinas. Foram encontrados 26 corpos, dos quais apenas seis foram, sem dúvida, mortos pelas turbinas e três poderiam ter sido. As turbinas não foram responsáveis pela morte de nove do total dos pássaros encontrados, não tendo sido possível determinar a causa da morte dos oito restantes. De acordo com as investigações acima referidas o custo associado ao impacto nas aves foi considerado nulo.

### ***Impacto nos peixes***

Este impacto só está relacionado com o parque *offshore*. Na Dinamarca foram feitos estudos sobre a vida dos peixes antes e depois da instalação de outro parque eólico do género (Vindeby). Desses estudos concluiu-se que não surgiu efeito algum negativo. Não se verificou diminuição do crescimento de ovas naquela área e até aumentou o número de bacalhau à volta das bases.

A fauna e flora da área foram restabelecidas e as bases das turbinas funcionam como um recife, o que proporciona um aumento de alimento para o bacalhau. Não se observou outro tipo de interferências físicas ou de ruído proveniente das turbinas.

Assim, o valor monetário deste impacto foi considerado nulo, pois na sua maior parte foi positivo, mas apenas a nível local.

### ***Interferências com sistemas de comunicação electromagnéticos***

A dispersão de ondas electromagnéticas pode causar danos nas rádios e televisões existentes numa área perto de um parque eólico. No caso em estudo, os residentes não serão afectados, pois encontram-se a mais de 3 km de distância. No entanto, a dispersão de ondas provenientes do parque *offshore* pode originar problemas na navegação na área.

No projecto *ExternE* a interferência com sistemas de comunicação electromagnéticos não é considerado uma externalidade, uma vez que geralmente são pequenos problemas que poderão ser evitados na fase de construção dos parques.

Contudo, num parque *offshore*, os sistemas de comunicação e navegação podem ser afectados, pelo que é importante registar a ocorrência deste tipo de situações. Durante um ano e meio de funcionamento não se verificou nenhum efeito nos sistemas de navegação, pelo que não foram contabilizados custos.

## • Interpretação dos resultados

Na tabela seguinte são apresentados os danos para ambos os parques, assim como os respectivos desvios geométricos,  $\sigma_g$ :

A = confiança alta  $\sigma_g = 2,5$  a  $4$

B = confiança média  $\sigma_g = 4$  a  $6$

C = confiança baixa  $\sigma_g = 6$  a  $12$

Tabela 38. Danos do ciclo da energia eólica, para ambos os parques (Fonte: European Commission, 1997b).

		Tunø Knob mECU <sub>95</sub> /kWh	Fjaldene mECU <sub>95</sub> /kWh	$\sigma_g$
<b>Produção de energia</b>				
Saúde pública (acidentes)		8,9e-3	15,7e-3	A
Saúde ocupacional		ng	ng	A
Ruído		4e-3	0,02	B
Impactos visuais		0	0,17	A
Impactos nos pássaros		0	0	A
Impactos nos peixes		0	-	A
Interferências com sistemas de comunicação electromagnéticos		0	nq	A
<b>Outras fases do ciclo</b>				
<b>Produção de materiais</b>				
Saúde pública	Mortalidade* YOLL (VSL)	0,39 (2,59)	0,17 (1,36)	B
	da qual PST	6e-3 (0,02)	4,8e-3 (0,02)	
	SO <sub>2</sub>	0,12 (0,61)	0,09 (0,46)	
	NO <sub>x</sub>	0,24 (0,89)	0,05 (0,17)	
	NO <sub>x</sub> (via ozono)	0,03 (1,07)	0,02 (0,71)	
Doença		0,15	0,12	B
	da qual PST, SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub>	0,05	0,08	
	NO <sub>x</sub> (via ozono)	0,06	0,04	
Acidentes		7,1e-3	2,3e-3	A
Saúde ocupacional		0,02	0,03	A
Colheitas		0,03	0,02	B
	da qual SO <sub>2</sub>	2e-4	3e-4	
	NO <sub>x</sub> (via ozono)	0,03	0,02	
Ecosistemas		ng	iq	
Materiais (capital construído)		0,01	8e-3	B
Aquecimento global				C
	Baixa	0,08	0,06	
	Média 3%	0,40	0,26	
	Média 1%	1,01	0,67	
	Alta	3,06	2,02	

\*YOLL = impactos na mortalidade baseados na aproximação dos "anos de vida perdidos" (*years of life lost*),

VSL = avaliação de impactos baseada na aproximação "valor da vida estatística" (*value of statistical life*)

PST – partículas suspensas totais; ng: negligenciável, nq: não quantificado, iq: impactos quantificados, -: irrelevante

No caso do parque Tunø Knob, o aquecimento global responde por 13% dos danos, usando uma estimativa baixa. Numa estimativa alta, esse valor passa para 85%. No parque Fjaldene, a mortalidade corresponde a 13% dos danos e o aquecimento global a 68% (considerando uma estimativa média de 1%). Os impactos de mortalidade são calculados usando uma aproximação dos

anos de vida perdidos. Convém lembrar que estes impactos estão relacionados com a produção de matérias para as turbinas e não com a fase de produção de energia.

Tabela 39. Danos da mortalidade nos parques Tunø Knob e Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).

		<b>Tunø Knob</b> <b>mECU<sub>95</sub>/kWh</b>	<b>Fjaldene</b> <b>mECU<sub>95</sub>/kWh</b>
<b>YOLL (VSL)</b>	Baixa	0,61 (2,80)	0,38 (1,58)
	Média 3%	0,93 (3,12)	0,58 (1,78)
	Média 1%	1,54 (3,73)	0,99 (2,19)
	Alta	3,59 (5,78)	2,34 (3,54)

YOLL = impactos na mortalidade baseados na aproximação dos “anos de vida perdidos” (*years of life lost*), VSL = avaliação de impactos baseada na aproximação “valor da vida estatística” (*value of statistical life*)

Tabela 40. Danos totais do ciclo da energia eólica dos parques Tunø Knob e Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).

	<b>Tunø Knob</b> <b>mECU<sub>95</sub>/kWh</b>	<b>Fjaldene</b> <b>mECU<sub>95</sub>/kWh</b>	<b><math>\sigma_g</math></b>
Produção de energia	0,01	0,19	A – B
Outras fases do ciclo	0,66 – 3,64	0,40 – 2,36	B – C
<b>Sub-total</b>	<b>0,67 – 3,65</b>	<b>0,59 – 2,55</b>	<b>B – C</b>

Pela tabela anterior verifica-se que grande parte dos danos provenientes de um parque *offshore* está relacionada com a fase de produção de materiais, principalmente com a emissão de CO<sub>2</sub> e, até certo ponto, emissões de NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub>. No parque Fjaldene, 35% dos danos correspondem à fase de produção de energia, que tem baixas emissões de CO<sub>2</sub>.



Figura 15. Danos monetários não-globais para os parques Tunø Knob e Fjaldene (Fonte: European Commission, 1997b).

A figura 15 mostra as diferenças dos custos não-globais para os parques em análise. Como se pode verificar, os impactos visuais e os impactos causados pelo ruído são mais significativos no parque *onshore* (Fjaldene), correspondendo a 39% (excluindo o efeito de estufa), do que no parque

*offshore*, onde o valor é inferior a 1%. No entanto, os danos relacionados com as emissões atmosféricas (mortalidade e doença) são superiores no último e devem-se, principalmente, aos materiais utilizados nas fundições e nos cabos.

Todavia, tanto num caso como no outro os danos associados às emissões atmosféricas são os predominantes, embora, como já se referiu, estejam relacionados com a fase de produção dos materiais.

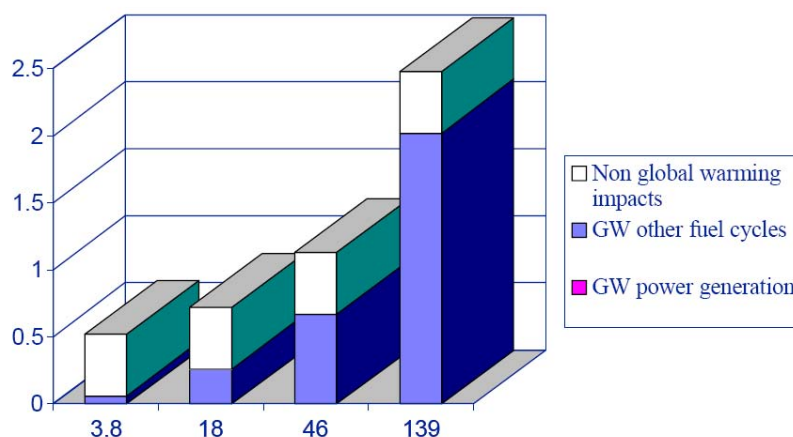


Figura 16. Valor das externalidades relacionadas com o parque Fjaldene conforme os valores monetários utilizados para o CO<sub>2</sub> (Fonte: European Commission, 1997b).

O gráfico anterior demonstra a variação dos custos totais das externalidades no parque Fjaldene, conforme os valores monetários utilizados para o CO<sub>2</sub>. Para os dois valores mais baixos, os impactos não-globais são os predominantes, enquanto que nos dois valores mais elevados passa a ser o aquecimento global.

O ruído e o impacto visual estão muito dependentes do local. Neste caso não é significativo, pois o parque está situado perto de pequenas aldeias. Seria superior se, por exemplo, estivesse perto de uma cidade. Na figura seguinte podem observar-se os danos devidos ao ruído para a Dinamarca, Espanha, Reino Unido e Grécia, calculados a partir da implementação do *ExternE* nesses países.



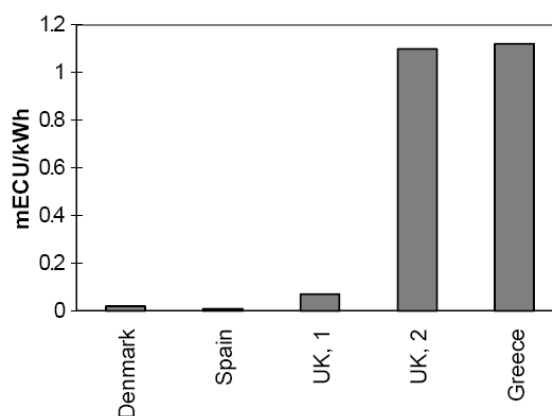


Figura 17. Danos provocados pelo ruído na Dinamarca, Espanha, Reino Unido e Grécia (Fonte: European Commission, 1997b).

UK, 1 e UK, 2 referem-se a parques situados no campo e na cidade, respectivamente.

A grande diferença nos danos entre os países deve-se ao uso de diferentes valores NDSI (índice de sensibilidade depreciativa do ruído). Utilizando-se os mesmos valores, obtêm-se os resultados apresentados a seguir.

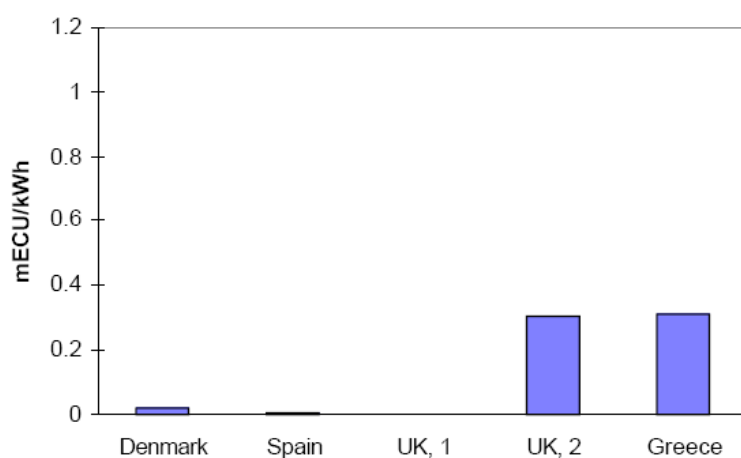


Figura 18. Danos provocados pelo ruído usando os mesmos valores de NDSI (Fonte: European Commission, 1997b).

- **EXEMPLO DA ALEMANHA**

O parque em estudo (*Nordfriesland Windpark*) fica situado na área litoral de Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog e, embora possua 51 aerogeradores, os dados referem-se a 45.

É efectuada uma descrição da localização do parque, capacidade de produção, tipo de turbinas utilizadas e emissões atmosféricas para um tempo de vida útil de 20 anos. É esperada uma produção de 24,3 GWh/ano, isto é, 486 GW para o tempo útil do parque.

- **Seleccção de impactos prioritários**

Da mesma forma que para os estudos anteriormente referidos, os impactos referem-se maioritariamente às fases de produção dos materiais e instalação do parque. As emissões foram determinadas com base em dados existentes sobre os materiais utilizados nos aerogeradores instalados.

Neste estudo foram considerados como principais impactos os causados:

- na saúde pública,
- na agricultura (colheitas),
- nos materiais (capital construído),
- no aquecimento global.

Foram ainda estimados os impactos:

- na saúde ocupacional,
- do ruído,
- visuais.

- **Quantificação dos impactos e danos**

### ***Emissões atmosféricas***

Os impactos destes poluentes na saúde pública, nas colheitas agrícolas, nos materiais e no aquecimento global foram quantificados seguindo uma aproximação standard estabelecida para a avaliação de estações que utilizam combustíveis fósseis. Foram quantificados locais de referência razoáveis de modo a permitir a aplicação do programa *EcoSense*.

## **Saúde ocupacional**

Os impactos na saúde ocupacional foram determinados através de dados provenientes do Sistema de Seguros dos Trabalhadores Alemães (*German Employees' Insurance System*) relativamente ao trabalho (esforço) necessário para a produção e instalação, para os processos de transporte e de operação do parque.

## **Ruído**

O ruído total é resultante da soma do ruído aerodinâmico, causado pela interacção das lâminas com o ar, com o ruído mecânico, proveniente das partes móveis na *nacelle* (barquinha alojada no topo da torre alojando o sistema de transmissão, os geradores, etc.).

A zona onde está instalado o parque é constituída por 48 quintas, 21 edifícios habitacionais e um restaurante. As quintas são construídas com a área residencial protegida do vento pelos edifícios agrícolas (por exemplo estábulos), pelo que é esperada uma redução do nível de ruído devido a esses edifícios. Além disso, todas as quintas são rodeadas de árvores e arbustos, que poderão produzir um barulho de fundo superior ao proveniente do parque eólico. Por essa razão, os valores calculados poderão ser sobrestimados.

O funcionamento do parque leva a um constante aumento do nível de som conforme se segue:

- 57 casas são afectadas por um aumento entre 0,5 e 1,5 dB
- 6 casas são afectadas por um aumento entre 1,5 e 2,5 dB
- 7 casas são afectadas por um aumento entre 2,5 e 3,5 dB

O estudo em questão refere um artigo de Rennings que indica que as pessoas estão dispostas a pagar um valor de 1,02 ECU<sub>95</sub> por mês para a redução do ruído em 1 dB(A)  $L_{eq}$  (nível sonoro contínuo equivalente). Isto corresponde a uma mudança nos valores característicos de cerca de 1% por dB(A). Os níveis mais baixos de ruído devem ser calculados com uma mudança do valor característico de 0,45% por aumento da unidade em dB(A).

## **Impacto visual**

Este impacto pode ser considerado, juntamente com o ruído, um dos mais importantes a nível ambiental quando analisado o ciclo de vida. Muitos factores poderão influenciar os efeitos visuais, nomeadamente o design dos aerogeradores, o parque eólico considerado como um todo, as características da paisagem circundante, as condições meteorológicas, a distância do observador, assim como outros factores subjectivos. A área em estudo não faz parte de uma reserva natural, de

um parque nacional, de uma zona de férias, nem existem Spa's perto. Os impactos nos turistas serão desprezíveis, pois, aparentemente, não é considerado um local de valor cénico ou de recreio.

Segundo o estudo, Rennings determinou um valor médio de 1,49 ECU<sub>95</sub>, por pessoa e por dia, que as pessoas estariam dispostas a pagar para visitar uma paisagem intacta. Embora este valor esteja correcto para um dia de visita, não pode ser considerado para um ano inteiro. Para todas as férias/feriados obtém-se um valor de 74,88 ECU<sub>95</sub>. No entanto, não estão disponíveis valores para os residentes. Uma vez que, pelo relatório, Eyre utilizou num estudo os mesmos montantes tanto para residente como para turistas no caso do Reino Unido, o mesmo será efectuado neste caso.

Considerando a energia produzida por ano igual a 27,54 GWh (51 aerogeradores e 0,54 GWh/aerogerador), obtém-se um custo de 0,6 mECU<sub>95</sub>/kWh para paisagens intactas, que deverá ser considerado um valor limite superior. Os custos poderão variar entre 0 e 0,6 mECU<sub>95</sub>, sendo considerado como mais indicado o valor de 0,06 mECU<sub>95</sub>.

### ***Outros impactos (nos animais, ataques epilépticos, interferências electromagnéticas)***

Normalmente os parques são instalados em locais utilizados para a agricultura (como o caso em estudo) e em habitats com um número elevado de animais, pelo que é necessário verificar até que ponto estes são afectados.

Na área do parque *Nordfriesland Windpark*, como foi encontrado um número bastante reduzido de diferentes espécies de vegetação, não se pode dizer que foi destruída uma área valiosa. A utilização dos campos agrícolas como pasto foi exigida como uma compensação pela construção do parque. Assim, os custos já foram interiorizados, não se prevendo um cenário pior.

Um aspecto mais importante diz respeito aos pássaros. Em estudos realizados na Alemanha, Dinamarca e Holanda, em parques que operam há vários anos, não foi registado nenhuma mudança importante no número de espécies ou na quantidade de crias.

Durante a construção e operação de outros parques não foi assinalada a perda de espécies, mesmo de protegidas ou sensíveis. Os pássaros voam abaixo ou acima das lâminas giratórias ou por entre o parque. Não foi comprovada nenhuma mudança no comportamento no que diz respeito ao descanso ou procura de comida. As aves migratórias demonstram alguma reacção: quando voam próximo de um aerogerador ou de um parque eólico sobem antes dos mesmos e descem depois, ou voam em círculo mudando de direcção. A distância entre aerogeradores é significativa, variando entre 50 e 100 m, pelo que o risco das aves chocarem nas lâminas é reduzido.

Numa observação efectuada, durante um período de um ano (1989/90), em 7 locais com um total de 69 aerogeradores, verificou-se que 32 aves poderiam ter sido mortas por colisões. As

mesmas avaliações realizadas nos países vizinhos demonstram que nem aerogeradores solitários, nem parques eólicos representam riscos para os pássaros. Esta constatação é especialmente verdade quando o risco é comparado com outros riscos como o tráfico ou mastros de transmissores.

Podem ser desencadeados ataques epilépticos com frequências entre 2,5 e 3,0 Hz em pessoas susceptíveis. No entanto, desde que a velocidade das lâminas esteja abaixo das 50 r.p.m., não existe esse risco e, por essa razão, a velocidade é limitada a 45 r.p.m. A maior velocidade de rotação do equipamento existente no parque em estudo é de 39,3 r.p.m, pelo que não existem efeitos externos.

As lâminas, principalmente as metálicas, produzem interferências electromagnéticas que podem afectar as frequências de comunicação. Contudo, o estudo refere artigos que chegam à conclusão de que os problemas com a recepção das televisões domésticas nem sempre podem ser evitados, mas são facilmente remediados pelos produtores. Não é, portanto, considerada uma externalidade. Para além disso, não foram detectadas complicações no parque em avaliação.

- **Interpretação dos resultados**

De um modo resumido, pode referir-se que foram analisados os aspectos a seguir descritos:

- Foram calculadas as quantidades de emissões atmosféricas emitidas na fase de produção ( $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , partículas,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2\text{O}$ ), assim como os custos externos associados, incluindo os impactos na saúde pública, agricultura, florestas, materiais e aquecimento global.

- As propagações de ruído foram calculadas de acordo com as normas VDI-2714 (propagação do som ao ar livre). Foi calculado o aumento do som no ponto de vista do observador, considerando um ruído de fundo. Verificou-se que 70 casas foram afectadas, a maioria pelo aumento de perto de 1 dB. Foi determinado um valor de 0,064 mECU<sub>95</sub>/kWh que a população estaria disposta a pagar pela redução do ruído e, consequentemente, o seu impacto. Este valor refere-se especificamente para o local em estudo.

- Os parques eólicos são, normalmente, instalados em zonas rurais abertas, sendo, por isso, visíveis a grandes distâncias. A quantificação deste impacto é muito difícil porque não existe nenhum estudo de avaliação que faça referência directamente a locais característicos destes parques. Também neste caso foram utilizados os valores que as pessoas estavam disponíveis a pagar para, durante as férias, gozarem de uma zona rural incólume. Uma zona de 2 km foi considerada como a principal afectada. Estima-se que os custos variem entre 0 e 0,6 mECU<sub>95</sub>/kW, sendo considerado o valor mais correcto igual a 0,06 mECU<sub>95</sub>/kWh.

- Os impactos na saúde ocupacional causados por doenças e acidentes foram avaliados nas várias fases (construção, transporte, operação e desmantelamento dos aerogeradores) usando informação estatística dos sectores industriais pertinentes.

- Os impactos nos animais e riscos de ataques epilépticos, embora tenham sido analisados, foram considerados desprezíveis.

O resumo dos resultados é apresentado na tabela 41. Os custos externos são calculados assumindo que na fase de produção são utilizados combustíveis fósseis e que a energia eléctrica necessária é proveniente da rede. Por isso, as emissões representam valores médios para os processos de combustão e centrais eléctricas na Alemanha. Os custos externos são causados, na sua maioria, pelo uso actual de combustíveis fósseis. Os valores são mais baixos quando se assume que a energia eléctrica utilizada na produção é produzida pela tecnologia eólica e não proveniente da rede.

Tabela 41. Custos externos do ciclo da energia eólica (Fonte: European Commission, 1997a).

	mECU <sub>95</sub> /kWh	$\sigma_g$
<b>Produção de energia</b>		
Saúde pública		
Mortalidade* – YOLL (VSL)	0,24 (1,1)	B
Doença	0,030	
Saúde ocupacional	0,044	A
Colheitas	0,000097	B
Ecosistemas	iq	B
Materiais	0,0032	B
Ruído	0 – 0,062	
Impactos visuais	iq	
Aquecimento global		C
Baixa	0,026	
Média 3%	0,12	
Média 1%	0,3	
Alta	1,0	

\*YOLL = impactos na mortalidade baseados na aproximação dos “anos de vida perdidos” (*years of life lost*),

VSL = avaliação de impactos baseada na aproximação “valor da vida estatística” (*value of statistical life*)

iq: impactos quantificados

Tabela 42. Danos sub-totais do ciclo da energia eólica (Fonte: European Commission, 1997a).

	mECU <sub>95</sub> /kWh
<b>YOLL (VSL)</b>	
Baixa	0,37 (1,2)
Média 3%	0,47 (1,3)
Média 1%	0,67 (1,5)
Alta	1,3 (2,2)

YOLL = impactos na mortalidade baseados na aproximação dos “anos de vida perdidos” (*years of life lost*), VSL = avaliação de impactos baseada na aproximação “valor da vida estatística” (*value of statistical life*)

- **EXEMPLO DO REINO UNIDO**

Para a análise do ciclo de energia a partir do vento foram escolhidos dois parques eólicos com 42 e 61 turbinas, localizados em Penrhyddlan e Llidiartywaun, Powys em Gales Central, respectivamente. No entanto, como o ponto mais próximo entre eles dista só 1 km, podem, para a avaliação ambiental, ser tratados como um só parque.

É uma área de planalto com uma densidade populacional relativamente baixa. Embora seja cultivada, a agricultura não é intensiva, sendo predominantemente utilizada para a criação de ovelhas. Existem algumas habitações a 1 km do parque, uma pequena população a 3 km e algumas maiores a distâncias superiores a 10 km.

As turbinas instaladas possuem uma capacidade de 300 kW, fornecendo uma capacidade total do parque igual a 30,9 MW. Operam com velocidades do vento entre 5 e 24 m/s. A velocidade média no local é de 7,56 m/s, sendo esperado um factor de carga anual de 31%.

- **Seleccção de impactos prioritários**

Na avaliação foram considerados como mais relevantes os impactos a seguir descritos, tendo sido quantificados sempre que possível.

- ruído proveniente das turbinas,
- impacto visual das turbinas e equipamento associado,
- acidentes que afectam os trabalhadores na produção, construção e operação,
- acidentes que afectam a público em geral devido à operação das turbinas e às viagens por estrada dos trabalhadores,
- impactos do aquecimento global e deposição de ácidos devido às emissões decorrentes do processamento de materiais e fabricação dos componentes.

Foram também analisados qualitativamente os impactos:

- das turbinas nos pássaros,
- da construção nos ecossistemas terrestres,
- interferências radiofónicas (nos rádios).

- **Quantificação dos impactos e danos**

### ***Ruído***

O modelo de dispersão de ruído utilizado tem em consideração a absorção atmosférica. O nível de som observado soma a contribuição das turbinas separadas espacialmente com o ruído de fundo. A metodologia faz a distinção clara entre os níveis de ruído fisicamente mensuráveis e a sua percepção pelos observadores.

Foram medidos os níveis de ruído apenas nas casas e nas aldeias mais perto do parque, tendo-se registado o valor mais elevado de 3,4 dB(A). Obtiveram-se aumentos sempre inferiores a 2 dB(A) para distâncias de 1,5 km do aerogerador mais próximo e, na aldeia mais próxima, o incremento foi de apenas 0,05 dB(A).

Como já foi referido nos estudos anteriores, o valor deste impacto é muito específico do lugar, dependendo principalmente da densidade populacional na área ao redor do parque. Para além disso, ainda existem muitas incertezas no seu cálculo. Na maior parte dos parques eólicos do Reino Unido o dano será inferior a 1 mECU<sub>95</sub>/kWh, estimando-se, no caso em análise, um valor de 0,07 mECU<sub>95</sub>/kWh. Prevê-se que com o planeamento que está a ser aplicado esta externalidade seja menos significativa.

### ***Impacto Visual***

A metodologia utilizada para estimar os custos externos da amenidade visual é semelhante à do ruído, na medida em que é necessário distinguir entre a imagem visual actual e as respostas humanas à situação. Concluiu-se que os residentes e os turistas seriam os mais afectados por este impacto.

Existe uma gama de ferramentas para a avaliação objectiva do impacto visual que são utilizadas ainda na fase de projectos. Por exemplo, podem ser calculadas as áreas a partir das quais as turbinas podem ser vistas (designadas de zonas de intrusão/intromissão visual). Neste caso, concluiu-se que é pouco provável um impacto visual significativo numa extensão superior a 6 km, estimando-se valores indicativos na ordem dos 0,09 mECU<sub>95</sub>/kWh.

### ***Emissões Atmosféricas***

O cálculo dos danos causados pelas emissões secundárias de NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> foi estimado através dos valores dos danos agregados existentes para o Reino Unido no modelo *EcoSense*.



As melhores estimativas variam entre 0,03 – 1,05 mECU<sub>95</sub>/kWh para gases com efeitos de estufa e iguais a 0,78 mECU<sub>95</sub>/kWh para emissões ácidas.

### **Acidentes**

Os dados sobre acidentes indicam que as principais fontes dizem respeito às fases de produção, construção e operação, juntamente com os acidentes de viação associados ao parque eólico. A última é a única que poderá afectar o público em geral, excepto os acidentes operacionais, que também os poderão envolver. As restantes categorias referem-se a acidentes profissionais, pelo que pelo menos uma parte dos danos pode ser internalizada nos salários ou custos com seguros.

Como a probabilidade do rotor da turbina se separar subitamente e atingir uma pessoa é reduzida, este tipo de impacto foi desprezado.

A partir das taxas médias para acidentes industriais e para acidentes de viação do Reino Unido foram estimados valores de 0,26 mECU<sub>95</sub>/kWh e de 0,09 mECU<sub>95</sub>/kWh para acidentes profissionais e públicos, respectivamente.

### **Outros Impactos**

Foram realizados estudos, na Holanda e Estados Unidos, sobre o impacto nos pássaros. No último caso verificaram-se alguns impactos significativos nas espécies de rapina, mas é uma situação considerada pouco provável no Reino Unido. Na Holanda as espécies mais afectadas seriam as gaivotas e aves canoras, mas com um impacto mais limitado. Uma vez que o parque em análise está localizado longe de locais ornitológicos importantes concluiu-se que o impacto deve ser desprezado.

O espaço de terra ocupado pelas turbinas é muito pequeno, pelo que apenas as actividades decorrentes da construção poderão ser uma preocupação para os ecossistemas terrestres. De um modo geral são pequenos e reversíveis, exceptuando os ecossistemas extremamente frágeis, como, por exemplo, as turfeiras.

As hélices das turbinas difundem sinais electromagnéticos que podem causar interferências nos sistemas de comunicação. Normalmente, na execução do projecto são consultados os utilizadores industriais e militares dos sistemas potencialmente afectados e são elaboradas directrizes de modo a evitar esses problemas. Poderão ocorrer problemas na recepção de televisões que estejam perto do parque, mas serão confinados a uma pequena área, tipicamente de 2 km por umas centenas de metros. No entanto, estes problemas podem ser resolvidos com os custos suportados pelo promotor do parque, sendo deste modo interiorizados.

Todos os outros impactos foram considerados desprezíveis.

- **Interpretação dos resultados**

Segundo os promotores, os principais temas ambientais que afectam a taxa de desenvolvimento da energia eólica no Reino Unido são o ruído e o impacto visual.

Registaram-se algumas queixas, relativamente ao ruído, por parte da população que vive perto de alguns parques eólicos recentemente construídos. Este facto ficou a dever-se à rápida implementação dos projectos, com testes pouco extensivos originados pela política seguida para as energias renováveis. Noutros casos, a escolha ponderada do fabricante das turbinas preveniu, prevendo-se ainda ajustes técnicos de modo a reduzir este problema. É de esperar, no entanto, que nalgumas áreas o impacto ainda seja significativo.

A maior parte dos grupos ambientalistas e as autoridades têm uma visão mais alargada em relação aos assuntos ambientais do que alguns grupos de “protecção de zonas rurais”, mas, de um modo geral, foi atingido um consenso nesta indústria, segundo o qual as zonas com valor cénico deveriam ser evitadas.

Uma vez que estes impactos dependem do local de instalação do parque, no caso específico em análise foi considerado relativamente baixo, devido à baixa densidade populacional das redondezas.

Relativamente aos danos associados às emissões atmosféricas na fase de produção das turbinas verificou-se que é significativamente superior, em valor, aos impactos locais directos (tabela 43). Daqui se pode concluir a importância da análise do ciclo de vida dos projectos.

Tabela 43. Danos do ciclo da energia eólica (Fonte: European Commission, 1998b).

		mECU <sub>95</sub> /kWh	$\sigma_g$
<b>Produção de energia</b>			
Saúde pública			
Mortalidade*	– YOLL (VSL)	-	B
da qual	PST		
	SO <sub>2</sub>		
	NO <sub>x</sub>		
	NO <sub>x</sub> (via ozono)		
Doença		-	
da qual	PST, SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , CO		A
	NO <sub>x</sub> (via ozono)		B
Acidentes		0,09	A
Saúde ocupacional		0,1	A
Acidentes graves		nq	
Colheitas		-	B
da qual	SO <sub>2</sub>	-	
	NO <sub>x</sub> (via azono)	-	
Ecosistemas		nq	B
Materiais		-	B
Ruído		0,07	
Impactos visuais		nq	
Aquecimento global		-	C
<b>Outras fases do ciclo</b>			
Acidificação		0,78	A
Saúde ocupacional		0,16	A
Efeitos ecológicos		ng	B
Acidentes rodoviários		nq	A
Aquecimento global			C
	Baixa	0,03	
	Média 3%	0,14	
	Média 1%	0,35	
	Alta	1,05	

\*YOLL = impactos na mortalidade baseados na aproximação dos “anos de vida perdidos” (*years of life lost*),

VSL = avaliação de impactos baseada na aproximação “valor da vida estatística” (*value of statistical life*)

ng: negligenciável, nq: não quantificado, -: irrelevante

Tabela 44. Danos sub-totais do ciclo da energia eólica (Fonte: European Commission, 1998b).

		mECU <sub>95</sub> /kWh
<b>YOLL (VSL)</b>	Baixa	1,2
	Média 3%	1,3
	Média 1%	1,5
	Alta	2,3

YOLL = impactos na mortalidade baseados na aproximação dos “anos de vida perdidos” (*years of life lost*), VSL = avaliação de impactos baseada na aproximação “valor da vida estatística” (*value of statistical life*)

## 4.2.2 Ciclo de vida do gás natural

O gás natural é uma mistura de gases encontrada frequentemente em combustíveis fósseis. Embora a sua composição varie de acordo com a fonte da qual é extraído, é composto principalmente por metano (90 a 95%) e outros gases, como nitrogénio, etano, CO<sub>2</sub> ou restos de butano ou propano.

É considerado uma fonte de energia mais limpa do que os derivados do petróleo e o carvão.

Em Portugal, o consumo de gás natural ronda aproximadamente 10%, devendo passar para 19% em 2010. Os seus impactes ambientais reduzidos, assim como as economias que permite no sector industrial e de consumo doméstico, levam a que o seu desenvolvimento seja uma aposta da Política Energética Nacional ([www.edp.pt](http://www.edp.pt)).

Como já referido, a análise do ciclo de um combustível abrange várias fases, desde a sua extracção até à sua utilização para a produção de energia.

Dadas as características do gás natural e do respectivo sistema de transporte, os principais impactos ocorrem na fase de produção de energia eléctrica, com a emissão de poluentes atmosféricos.

As principais fases a considerar no ciclo do gás natural são basicamente:

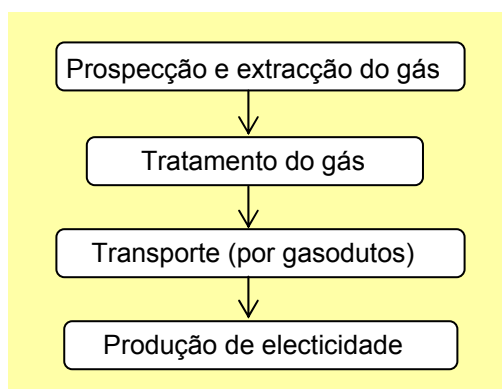


Figura 19. Ciclo do gás natural (Fonte: European Commission, 1998a).

A primeira fase consiste na extracção, a partir de reservatórios, de uma mistura gás-líquido contendo metano, hidrocarbonetos líquidos, água, vapor de água, sólidos e outros contaminantes. Esta extracção pode ser convencional (através da própria pressão do reservatório ou utilizando bombas para o efeito) ou do tipo recuperação elevada/melhorada (através de perfuração e fractura, envolvendo explosivos químicos e água sobre pressão).

De um modo geral, os resíduos resultantes desta fase são óleos e gorduras, metais pesados, sólidos suspensos, fenol, arsénio, crómio, cádmio, chumbo e bário, não variando muito de local para local.

A operação de perfuração também origina quantidades significativas de poluição atmosférica devido ao equipamento necessário.

Outra fonte de poluição diz respeito aos compostos orgânicos voláteis (COV's) que poderão ser libertados dos reservatórios, embora o volume seja insignificante comparativamente ao produzido pelos equipamentos a diesel.

O processo de tratamento dos gás (de forma a poder ser comercializado) divide-se em quatro etapas: separação do gás natural da parte líquida e de contaminantes sólidos, processamento do gás para extrair vapores de hidrocarbonetos recuperáveis, processamento do gás para condensar o vapor de água que poderia originar hidratos, e, finalmente, a remoção de outros componentes não desejados.

Para o transporte de gás natural até Portugal é utilizado o gasoduto Maghreb-Europe (1870 km).

Durante o transporte podem ocorrer emissões de metano ou gás natural através de rupturas na conduta ou aquando das operações de manutenção ou construção. Os compressores utilizados para o transporte são fonte de emissão de NOx (principal poluente), CO e hidrocarbonetos.

Ainda na fase de transporte, mas relativamente à fase de construção do gasoduto, ocorre a remoção de grande quantidade de solos (em Portugal estimou-se cerca de  $3,28 \times 10^6 \text{ m}^3$ ), que poderão ter alguma utilidade, minimizando, assim, o seu impacto.

- **Centrais de Ciclo Combinado a Gás Natural (CCGN)**

A tecnologia de ciclo combinado associa uma turbina a gás, que produz energia, uma caldeira de recuperador de calor e uma turbina a vapor que produz electricidade adicional. O gás natural é injectado na turbina ocorrendo a sua combustão e a consequente produção de calor e gases de combustão. O calor contido nos gases é transformado em vapor na caldeira de recuperação. Este vapor faz girar a turbina a vapor para produzir energia eléctrica adicional, sem necessidade de utilização de mais combustível.

É também possível utilizar o vapor proveniente da caldeira para fins de aquecimento, pelo que estas centrais podem operar somente no fornecimento de electricidade ou no fornecimento de modo combinado de calor e energia (*combined heat and power*).

As eficiências dependem bastante do equipamento (*lay-out*) e das dimensões da instalação, variando entre cerca de 40% (considerado actualmente um valor baixo) até perto de 60% (para as novas centrais)<sup>9</sup>.

Produz menos emissões atmosféricas do que os tradicionais combustíveis alternativos e não origina cinzas ou poeiras. A maior parte das emissões atmosféricas resulta directamente do processo de combustão, que incluem emissões de NO<sub>x</sub> e concentrações muito baixas de SO<sub>2</sub>, COV's e partículas.

No entanto, há outras preocupações ambientais, como a utilização e poluição de grandes quantidades de água utilizada para arrefecimento.

O ciclo de gás tem a vantagem de fornecer energia poucos minutos depois de entrar em funcionamento. Deste modo, a turbina a gás é bastante útil para suprir as necessidades quando há picos de procura de electricidade. É possível accioná-la nessa altura, fornecer rapidamente a electricidade à rede e desligá-la quando os níveis voltarem ao normal.

Várias instalações de CCGN estão em construção ou a ser projectadas na União Europeia, principalmente no Reino Unido, onde há fornecimentos significativos a preços relativamente baixos.

Existe também um grande potencial nos Estados Unidos e nos países asiáticos e é provável que se verifique um desenvolvimento do mercado.

As novas centrais têm vindo a substituir o carvão por estas novas tecnologias. Adicionalmente nalguns países onde a procura de electricidade está a subir e onde há disponibilidade de gás natural o CCGN pode ser uma boa opção quer devido à contínua disponibilidade de gás natural a baixo custo como à eficiência que se tem vindo a verificar nas centrais desse tipo. Para além disso, produz baixas emissões e tem custos de capital na ordem dos \$500/kW. Por todos estes aspectos, o desenvolvimento das turbinas a gás poderá permitir um futuro promissor da tecnologia de CCGN.

De seguida, é apresentado um resumo do estudo realizado no âmbito do *ExternE* para a determinação dos custos externos da produção de electricidade a partir de uma central de ciclo combinado a gás natural instalado em Portugal.

## • EXEMPLO DE PORTUGAL

Para a análise, segundo o modelo *ExternE*, foi considerada uma central localizada no Porto. Utiliza uma tecnologia de ciclo combinado a gás natural, com uma eficiência líquida de 48%. Esta tecnologia assenta numa combinação de turbinas a gás e vapor.

---

<sup>9</sup> [http://europa.eu.int/comm/energy\\_transport/atlas/htmlu/ccpgngcc.html](http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/ccpgngcc.html)

A Central de Tapada do Outeiro é composta por duas plataformas principais: a primeira integra as turbinas a gás, a caldeira de recuperação de vapor, a turbina a vapor e os transformadores, como se pode observar na figura seguinte. A segunda plataforma assegura a ligação à rede, realizada por dois fios de alta tensão de 220 kV.

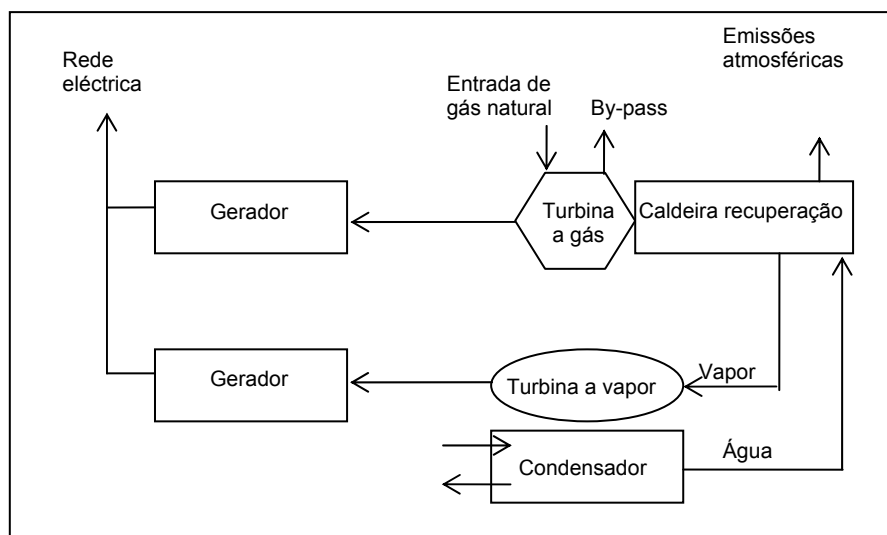


Figura 20. Esquema da instalação da central (Fonte: European Commission, 1998a).

Em condições normais de temperatura de água e ar, estima-se um consumo de gás de 12,7 Nm<sup>3</sup>/s (ou 9,93 kg/s) para cada turbina a gás. Consequentemente, o consumo anual rondará 1,4x10<sup>9</sup> Nm<sup>3</sup> (cerca de 57% do consumo nacional, estimado em 2,5x10<sup>9</sup> Nm<sup>3</sup>).

A capacidade total é de 918 MW distribuídos por dois grupos de 459 MW cada, com uma disponibilidade média de 86%. Esta capacidade representa aproximadamente 10% da capacidade portuguesa e assegurará a produção anual de electricidade de 6916 GWh (cerca de 20% do consumo em 1995).

Cada grupo é composto por duas turbinas a gás de 150 MWe, um sistema de recuperação de calor e uma turbina a vapor/gerador de 170 MWe.

Para o ciclo de gás natural consideram-se como principais as seguintes fases:

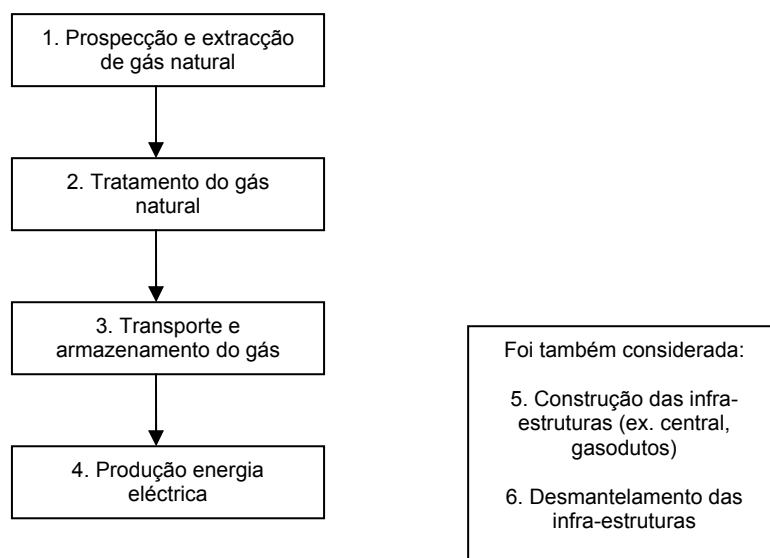


Figura 21. Fases do ciclo do gás natural (Fonte: European Commission, 1998a).

- **Seleccção de impactos prioritários**

Neste estudo foram considerados os impactos a seguir apresentados:

1. Aquecimento global;
2. Efeitos da poluição atmosférica na saúde humana;
3. Impacto nos ecossistemas terrestre e aquático:
  - Efeitos do ozono e deposição ácida nas colheitas agrícolas e nas florestas;
  - Efeitos das escavações para as condutas nos ecossistemas terrestres;
  - Efeitos das descargas térmicas na ecologia do rio;
4. Impacto da poluição atmosférica nos materiais de construção (capital construído);
5. Riscos associados ao transporte de gás natural (rupturas/fugas nas condutas):
  - Riscos sociais associados ao transporte;
  - Riscos ecológicos associados ao transporte;
6. Impacto visual;
7. Efeitos na saúde pública e ocupacional decorrente dos acidentes;
8. Efeitos do ruído na saúde humana e amenidade.

- **Quantificação dos impactos**

### ***Contribuição das emissões para o aquecimento global***

O cálculo dos custos externos para o aquecimento global foi efectuado tendo em conta as emissões de gases com efeito de estufa para o ciclo de gás natural (português), cujas quantidades são apresentadas na tabela seguinte.



Tabela 45. Emissões totais de gases com efeito de estufa em termos de CO<sub>2</sub> equivalente\* (Fonte: European Commission, 1998a).

Actividade	g/kWh	%
Extracção (fora da UE)	nq	-
Tratamento (fora da UE)	3,0	0,7%
Transporte (gasodutos)	5,1	1,2%
Construção das instalações	nq	-
Funcionamento da central	432,1	98,2%
Desmantelamento das instalações	nq	-
<b>Total</b>	<b>440,2</b>	<b>100%</b>

\* As emissões de CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O foram convertidas em termos de CO<sub>2</sub> equivalente usando valores sugeridos pela IPCC (1995) de 21 e 310 respectivamente.

Analisando a tabela verifica-se que a fase de produção de electricidade é a que origina maior quantidade de emissões, atingindo mais de 98% do total. As emissões nas restantes fases acabam por ser desprezíveis. No entanto, convém referir que não há dados disponíveis relativamente à fase de extracção, onde as emissões poderão ter alguma relevância.

Considerando o valor dos custos apresentados no projecto *ExternE*, 3,8 – 139 ECU<sub>95</sub>/t de CO<sub>2</sub> equivalente para um intervalo de confiança de 95% e 18 – 46 ECU<sub>95</sub>/t de CO<sub>2</sub> equivalente para uma gama restrita ilustrativa – e o valor das emissões dos gases com efeito de estufa para este caso foi calculado o impacto no aquecimento global e que se indica na tabela 46.

Tabela 46. Custos dos danos causados pelas emissões de gases com efeito de estufa (Fonte: European Commission, 1998a).

	mECU <sub>95</sub> /kWh	σ <sub>g</sub>
<b>Produção de energia</b>		
Aquecimento global		C
estimativas baixas e altas (intervalo de confiança 95%)	1,6 – 61,1	
média 3% e média 1% (intervalo restrito)	7,8 – 19,9	
<b>Outras fases do ciclo</b>		
Aquecimento global		C
estimativas baixas e altas (intervalo de confiança 95%)	0,03 – 1,1	
média 3% e média 1% (intervalo restrito)	0,15 – 0,37	

A coluna σ<sub>g</sub> menciona a gama de incerteza de um dado dano: a letra A é utilizada para resultados com uma alta confiança (desvio geométrico standard de 2,5 a 4) e a letra C para resultados de baixa confiança (desvio geométrico de 6 a 12).

### ***Impacto da poluição atmosférica na saúde humana***

Através do software *EcoSense* 2.0 foi efectuada uma avaliação física e económica dos poluentes considerados (poluentes primários e aerossóis) para três cenários de operação (baixo, médio e alto), apresentando-se apenas as estimativas médias. Os impactos causados pela formação de ozono foram considerados separadamente.

Embora a emissão de poluentes atmosféricos ocorra em todas as fases do ciclo do gás natural, a de produção de energia é a principal fonte, pelo que só essa foi considerada na avaliação.

Estimaram-se os danos de partículas, SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> (poluentes primários) e de sulfatos e nitratos (aerossóis), obtendo-se os resultados apresentados na tabela seguinte.

Tabela 47. Resultados dos danos na saúde humana dos poluentes primários e aerossóis (Fonte: European Commission, 1998a).

	mECU <sub>95</sub> /kWh	σ <sub>g</sub>
<b>Produção de energia</b>		
Saúde pública / Mortalidade* - YOLL (VSL)	0,18 (0,73)	B
Saúde pública / Doença	0,02	A-B
<b>Outras fases do ciclo</b>		
Saúde pública	ng	-

\* YOLL: *years of life lost*, VSL: *value of statistical life*.

ng: não quantificado; - : irrelevante

Para a determinação dos efeitos provocados pelo ozono na saúde humana pelos seus precursores (NO<sub>x</sub> e COV's) são utilizados valores sugeridos na literatura por Rabl (citado no estudo), os quais oscilam entre 230 e 5750 ECU<sub>95</sub>/t de NO<sub>2</sub> equivalente.

A próxima tabela mostra os valores dos danos para o ozono considerando uma estimativa de 1150 ECU<sub>95</sub>/t de NO<sub>2</sub> equivalente.

Tabela 48. Resultados dos danos na saúde humana para o ozono (Fonte: European Commission, 1998a).

	mECU <sub>95</sub> /kWh	σ <sub>g</sub>
<b>Produção de energia</b>		
Saúde pública / Mortalidade* - YOLL	1,29e-02	B
Saúde pública / Doença	2,28e-02	A-B
<b>Outras fases do ciclo</b>		
Saúde pública / Mortalidade* - YOLL	ng	B
Saúde pública / Doença	ng	A-B

ng: negligenciável

### **Impacto sobre os ecossistemas terrestre e aquático**

O poluente mais preocupante do ciclo de gás natural é o ozono, formado na atmosfera induzido pelas emissões de NO<sub>x</sub>. Do mesmo modo, a deposição ácida em consequência dessas emissões é outra preocupação no que se refere à acidificação do solo.

#### **- Impacto dos poluentes primários e deposição ácida**

Recorreu-se mais uma vez ao software *EcoSense* 2.0 para efectuar uma avaliação a três cenários possíveis (baixo, médio e alto) indicando-se apenas, os resultados obtidos para o médio.

Na tabela 49 são apresentados os custos relativamente aos poluentes primários e à deposição ácida.

Tabela 49. Resultados dos danos nos receptores ecológicos dos poluentes primários e deposição ácida (Fonte: European Commission, 1998a).

	mECU <sub>95</sub> /kWh	$\sigma_g$
<b>Produção de energia</b>		
Colheitas	-7,44e-04	B
Outros ecossistemas	nq	-
<b>Outras fases do ciclo</b>		
Efeitos ecológicos	nq	-

nq: não quantificado; - : irrelevante

### - Impacto do ozono

O ozono tem acesso às folhas das plantas através dos estomas, embora as folhas cerosas também possam ser degradadas parcialmente. Como a maior parte das plantas tem os estomas abertos durante o dia, o dano fica limitado a esse período. Há vários factores que determinam a reacção da planta ao ozono e podem ser divididos em duas categorias: os genéticos e os factores ambientais.

No entanto, não foram determinadas funções de dose – resposta para avaliar o impacto do ozono nos ecossistemas das florestas devido à enorme variedade de espécies aí existentes e à complexidade das reacções de cada planta. Deste modo, não foram fisicamente quantificados neste estudo.

A quantificação monetária dos impactos do ozono foi calculada pela aproximação apresentada por Rabl (citado no estudo), cujos resultados são indicados a seguir. Aplicaram-se as emissões de NO<sub>x</sub> estimadas para a central (214 ton/ano).

Tabela 50. Resultados dos danos nos receptores ecológicos causados pelo ozono (Fonte: European Commission, 1998a).

	mECU <sub>95</sub> /kWh	$\sigma_g$
<b>Produção de energia</b>		
Colheitas	1,08e-02	B
Outros ecossistemas	nq	-
<b>Outras fases do ciclo</b>		
Colheitas	ng	B
Outros ecossistemas	nq	-

ng: negligenciável; nq: não quantificado; - : irrelevante

### - Impacto das escavações para os gasodutos

O impacto das escavações para colocação das condutas nos ecossistemas terrestres é considerado desprezível face à vida útil da central, embora sejam esperados efeitos na fase de

implementação. Assim, no estudo em análise considerou-se uma estimativa (grosseira) de aproximadamente 0,001 mECU<sub>95</sub>/kWh.

#### - Impacto das descargas nos receptores

A descarga de água aquecida num meio de água receptor provoca um aumento da sua temperatura e, consequentemente:

- a diminuição da concentração de oxigénio dissolvido,
- o aumento das taxas de reacções bioquímicas,
- a emissão de dados errados nas propriedades físicas do ambiente para os organismos aquáticos,
- a possibilidade de exceder os limiares térmicos letais para algumas espécies aquáticas.

As alterações da temperatura da água poderiam causar mudanças no padrão de sedimentação da área. No entanto, como no local em análise existe uma represa a 1800 m a jusante do ponto de descarga, a sedimentação na área será mais afectada pela diminuição da velocidade de fluxo do rio do que a alteração provocada pelo efeito térmico.

Assim, os principais impactos destas descargas serão ecológicos, com possíveis distúrbios nas populações de peixes de água doce. Contudo, e de acordo com as simulações realizadas, serão muito baixos e até desprezíveis. Da mesma forma, estimou-se um valor baixo de 0,001 mECU<sub>95</sub>/kWh.

#### ***Impacto da poluição atmosférica nos materiais/capital construído***

Estes impactos surgem, principalmente, pela deposição ácida devido às emissões de NO<sub>x</sub> da central (o NO<sub>2</sub> funde-se na humidade atmosférica e é depositado como ácido na precipitação).

A avaliação (tanto física como económica) foi realizada com base no software *EcoSense* 2.0, apesar de algumas limitações na informação disponível, nomeadamente no que diz respeito ao inventário dos materiais e capital construído (ex. edifícios, casas, monumentos).

Tabela 51. Resultados dos danos nos materiais (Fonte: European Commission, 1998a).

	mECU <sub>95</sub> /kWh	σ <sub>g</sub>
<b>Produção de energia</b>		
Materiais	9,60e-06	B
<b>Outras fases do ciclo</b>		
Materiais	nq	-

nq: não quantificado; - : irrelevante

### ***Risco associado ao transporte do gás natural***

Considerou-se que a análise do risco associado ao transporte do gás natural deveria incluir o risco ecológico e o risco social.

É particularmente importante analisar os potenciais riscos de dispersão e ignição de gás através do sistema de transporte (gasodutos), que podem resultar de uma libertação volumosa ou de uma fuga através de uma falha de pequenas dimensões, originando uma nuvem inflamável na atmosfera. Dependendo das condições meteorológicas e topográficas, esta nuvem estará sujeita à dispersão atmosférica podendo alcançar uma fonte de ignição.

Para a avaliação considerou-se todo o comprimento do gasoduto Maghreb-Europa, que é de 1870 km. Uma aproximação simplista considera que a extensão fora de Portugal e de Espanha tem características similares, mas com uma mais baixa densidade populacional nas redondezas da conduta. Assim, o impacto foi calculado multiplicando o dano físico obtido para o troço europeu (em nº de casos/km de gasoduto) pelo comprimento total da conduta, entrando com um factor de 50% para a densidade populacional mais baixa. Obtém-se um custo externo final entre  $6,01\text{e-}5$  e  $5,29\text{e-}4$  mECU<sub>95</sub>/kWh. O resultado total, igual a  $2,04\text{e-}03$  mECU<sub>95</sub>/kWh para a melhor estimativa, é muito baixo e perto da faixa onde deveria ser considerado desprezível.

Embora não existam dados para permitir uma avaliação dos riscos ecológicos originados pelo transporte do gás natural, foi estimado um valor aproximado de 0,001 mECU<sub>95</sub>/kWh para este impacto (estimativa grosseira).

### ***Impactos visuais***

A avaliação dos impactos visuais é considerada uma das mais controversas e complexas em termos de quantificação. Embora existam estudos para um número pequeno de casos, não foi possível transpor essas avaliações para o exemplo em questão. Contudo, uma vez que a nova central irá substituir uma central a carvão mais velha, o impacto causado na fase de produção de energia será muito baixo, ou até positivo.

### ***Efeitos na saúde ocupacional***

Os acidentes são uma das principais preocupações durante as actividades de perfuração e prospecção de gás, assim como na fase de construção. Uma vez que este projecto ainda não estava concluído na altura do estudo, a quantificação foi baseada em registos históricos de acidentes e outros efeitos na saúde ocorridos em projectos semelhantes. Assim, considerou-se uma gama de valores desde 0,0132 até 0,0379 mECU<sub>95</sub>/kWh, com um valor médio de 0,026 mECU<sub>95</sub>/kWh.

## ***Impactos do ruído na saúde humana e na amenidade local***

A fase de produção de energia corresponderá à fase de maior impacto em termos de ruído, embora também possa ocorrer temporariamente na fase de instalação dos gasodutos. Na ausência de estudos específicos para a avaliação deste tipo de danos em Portugal, recorreu-se ao valor sugerido noutros projectos de *Externe*, igual a 0,03 mECU<sub>95</sub>/kWh.

## ***Utilização do solo proveniente das escavações (da fase de construção)***

Apesar do ciclo de gás natural produzir poucos resíduos sólidos, a maior parte será produzido durante a fase de construção da central e de instalação da rede de condutas. Calculou-se que nesta última fase seria necessário remover cerca de  $3,28 \times 10^6$  m<sup>3</sup> de terra, que poderia ser utilizada noutras actividades. Por outro lado, estas acções poderão originar alterações na topografia local ou escorrência de materiais através de linhas de água, originando problemas nos cursos de água e nos reservatórios. Em períodos secos, a movimentação de terras pode provocar alterações na qualidade do ar. Contudo, não são apresentadas estimativas de custos externos.

### **• Interpretação dos resultados**

Na próxima tabela são indicados os resultados obtidos para o ciclo do gás natural em Portugal.

Tabela 52. Danos do ciclo do gás natural (Fonte: European Commission, 1998a).

		mECU <sub>95</sub> /kWh	σ <sub>g</sub>
<b>Produção de energia</b>			
Saúde pública			
Mortalidade*	– YOLL (VSL)	0,20 (0,74)	B
	PST	1,04e-04 (4,09e-04)	
	SO <sub>2</sub>	4,47e-03 (0,022)	
	NO <sub>x</sub>	0,18 (0,71)	
	NO <sub>x</sub> (via ozono)	1,29e-02	
Doença		0,05	A – B
	PST, SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , CO	0,02	
	NO <sub>x</sub> (via ozono)	0,02	
Saúde ocupacional e pública		6,13e-03	A
Colheitas		1,10e-02	B
	SO <sub>2</sub>	1,46e-04	
	NO <sub>x</sub> (via azono)	1,08e-02	
Ecossistemas		nq	
Materiais		9,20e-04	B
	Monumentos	nq	
Ruído		ng	A
Impactos visuais		ng	A
Aquecimento global			C
estimativas baixas e altas (intervalo de confiança 95%)		1,6 – 60,1	
média 3% e média 1% (intervalo restrito)		7,8 – 19,9	

Tabela 52. Danos do ciclo do gás natural (Fonte: European Commission, 1998a) (cont.).

		mECU <sub>95</sub> /kWh	$\sigma_g$
<b>Outras fases do ciclo</b>			
Saúde ocupacional e pública		0,081	
	Fora da UE	2,08e-04	B
	Na UE	0,08	A
Efeitos ecológicos		ng	B
Danos nas estradas		ng	A
Risco social		3,04e-03	B
Ozono na saúde humana			
	Mortalidade* YOLL	ng	B
	Doença	ng	A – B
Ozono nas colheitas		ng	B
Aquecimento global			C
	estimativas baixas e altas (intervalo de confiança 95%)	0,03 – 1,1	
	média 3% e média 1% (intervalo restrito)	0,15 – 0,37	

\*YOLL = impactos na mortalidade baseados na aproximação dos “anos de vida perdidos” (*years of life lost*),

VSL = avaliação de impactos baseada na aproximação “valor da vida estatística” (*value of statistical life*)

ng: negligenciável nq: não quantificado; -: irrelevante

O resultado desta avaliação, excluindo o aquecimento global, situa-se no intervalo entre 0,32 e 0,58 mECU<sub>95</sub>/kWh. Os impactos da poluição atmosférica na saúde humana representam uma fracção significativa da estimativa.

O principal dano relaciona-se com o aquecimento global. Tendo em consideração as emissões dos gases com efeito de estufa, o resultado final da avaliação aumenta para 2,0 e 61,8 mECU<sub>95</sub>/kWh. O aquecimento global é responsável pela quase totalidade dos custos externos (84 a 99%, para estimativas baixas e altas, respectivamente).

Tabela 53. Danos sub-totais do ciclo do gás natural (Fonte: European Commission, 1998a).

		mECU <sub>95</sub> /kWh
<b>YOLL (VSL)</b>	Baixa	2,0 (2,5)
	Média 3%	8,3 (8,8)
	Média 1%	20,6 (21,2)
	Alta	61,8 (62,5)

YOLL = impactos na mortalidade baseados na aproximação dos “anos de vida perdidos” (*years of life lost*), VSL = avaliação de impactos baseada na aproximação “valor da vida estatística” (*value of statistical life*)

Tabela 54. Benefícios do ciclo do gás natural (Fonte: European Commission, 1998a).

	mECU <sub>95</sub> /kWh	$\sigma_g$
<b>Produção de energia</b>	8,89e-04	B
<b>Outras fases do ciclo</b>	-	
<b>Sub-Total</b>	8,89e-04	

Tabela 55. Danos por poluente (Fonte: European Commission, 1998a).

	<b>ECU<sub>95</sub>/ t de poluente</b>
SO <sub>2</sub> * - YOLL (VSL)	5271 (20486)
NO <sub>x</sub> * - YOLL (VSL)	6562 (23641)
PM <sub>10</sub> * - YOLL (VSL)	6797 (24470)
NO <sub>x</sub> (via ozono)	1500
CO <sub>2</sub>	3,8 – 139**

\*YOLL = impactos na mortalidade baseados na aproximação dos “anos de vida perdidos” (*years of life lost*), VSL = avaliação de impactos baseada na aproximação “valor da vida estatística” (*value of statistical life*)

\*\* usando um intervalo de confiança de 95%.

Reunida a informação na literatura, nomeadamente no que diz respeito a método de avaliação de projectos de produção de energia, custos económicos e técnicos e inclusão de custos ambientais, é apresentada no próximo capítulo uma análise aos custos de produção de electricidade a partir de um parque eólico e a partir de uma central de ciclo combinado a gás natural, uma tecnologia também em expansão.



# Análise Económica

---

## 5. Análise Económica

Reunida toda a informação recolhida pretende-se, agora, analisar os custos associados à produção de energia eléctrica a partir de um parque eólico em Portugal e, posteriormente, compará-los com os custos de produção de electricidade a partir de uma instalação de ciclo combinado a gás natural. Para além dos custos de investimento, operação e manutenção e de combustível serão também considerados os custos ambientais referentes às emissões de gases com efeito de estufa.

### 5.1 Introdução e Metodologia

Para a análise foram determinados custos uniformes de produção para o tempo de vida de cada instalação (análise do custo do ciclo de vida), possibilitando uma comparação das duas tecnologias.

O custo do ciclo de vida pode ser representado por:

$$CCV = I_p + M_p + F_p + X_p - S_p \quad (\text{eq. 3})$$

onde,

$P$  – valor actual (presente) de cada factor

$I$  – custos de investimento, incluindo despesas iniciais de equipamento, projecto, engenharia, etc.

$M$  – custos anuais de operação e manutenção, incluindo também salários, inspecções e seguros

$F$  – custos anuais de combustíveis

$X$  – custos externos, incluindo prevenção de danos ou os seus custos, se ocorreram

$S$  – valor de sucata, isto é, o valor líquido no ano final do período de vida (se aplicável)

Os custos futuros ( $F$ ) devem ser convertidos num valor actual ou presente ( $P$ ) tendo em consideração o período de tempo ( $n$  anos) e a taxa de desconto ( $r$ ) de acordo com a equação:

$$P = \frac{F}{(1+r)^n} \quad (\text{eq. 4}) \quad \text{onde:}$$

$P$  – valor presente

$F$  – valor futuro

$r$  – taxa de desconto

$n$  – ano do valor futuro

Assim, a equação dos custos uniformes de produção de electricidade, isto é, o somatório dos custos de cada ano em função da electricidade produzida serão calculados pela fórmula:

$$EGC = \frac{\sum [ (I_t + M_t + F_t + X_t) (1+r)^{-t} ]}{\sum [ E_t (1+r)^{-t} ]} \quad (\text{eq. 5})$$

onde,

$EGC$  – custos uniformes de produção de electricidade do tempo médio de vida (€/MWh)

$I_t$  – custos de investimento no ano  $t$  (€)

$M_t$  – custos de operação e manutenção no ano  $t$  (€)

$F_t$  – custos de combustível no ano  $t$  (€)

$X_t$  – custos ambientais no ano  $t$  (€)

$E_t$  – produção de electricidade no ano  $t$  (MWh)

$r$  – taxa de desconto (%)

Esta análise, para além de depender dos valores dos custos de investimento, de operação e manutenção, de combustível e ambientais é sensível ao factor de carga (horas de funcionamento) e eficiência térmica do sistema (para o gás natural) e é influenciada por parâmetros económicos, como taxas de desconto, taxas de crescimento, taxas de inflação e de juro.

Convém referir que esta aproximação não reflecte alguns aspectos, como a necessidade de apoio de outro tipo de energia, para compensar, no caso da energia eólica, o baixo factor de carga médio (≈22% para Portugal).

### 5.1.1 Tempo de Vida

Para o cálculo dos custos uniformes foi considerado um tempo de vida de um parque eólico igual a 20 anos e de uma central de gás natural igual a 25 anos.

Segundo o Wind Energy – The Facts (EWEA, 2003a) o tempo de vida útil de um parque eólico *onshore* pode variar entre 20 a 25 anos. Alguns artigos assumem uma duração de 25 anos (El-Kordy *et al*, 2002; Jäger-Waldau e Ossenbrink, 2004), mas uma pesquisa aos resumos não técnicos disponíveis para consulta no site do Instituto do Ambiente permite verificar que em Portugal estima-se, na maior parte dos casos, um período de exploração de aproximadamente 20 anos (excepto casos pontuais).

Para as centrais de ciclo combinado a gás natural a literatura refere um tempo de vida igual a 25 anos (El-Kordy *et al*, 2002; Sevilgen *et al*, 2004), o mesmo acontecendo nos resumos não técnicos

disponíveis no site do Instituto do Ambiente. Assim, embora num estudo baseado em inquéritos aos promotores de vários países (NEA *et al*, 2005) considerem para Portugal um período de 24 anos, nesta análise será adoptada uma duração da central igual a 25 anos.

### 5.1.2 Custos de Investimento

Para a análise comparativa, os custos de investimento para a eólica e gás foram retirados da mesma fonte (NEA *et al*, 2005). Este relatório publicado sob a responsabilidade da Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Económico (OECD) e da Agência Internacional de Energia (IEA) e com o apoio da Agência de Energia Nuclear (NEA) reúne informação sobre custos associados à produção de electricidade a partir de várias tecnologias e em vários países. As informações foram disponibilizadas por especialistas de cada país e compiladas e analisadas pela IEA/NEA.

Referente a Portugal foram fornecidos dados sobre parques eólicos e centrais de ciclo combinado a gás. Os custos de investimento considerados são apresentados na tabela seguinte e expressos em valores unitários de Julho de 2003.

Tabela 56. Custos de investimento para parque eólico e central de ciclo combinado a gás (Fonte: NEA *et al*, 2005).

<b>Parâmetros</b>	<b>Eólica</b>	<b>Gás</b>
Custos Investimento	1150,32 €/kWe	490,37 €/kWe

Nos custos de investimento foram incluídos:

- Custos directos:     preparação do terreno  
                              trabalhos de construção civil  
                              materiais, equipamentos e mão-de-obra para a construção
- Custos indirectos:   plantas, engenharia e supervisão  
                              despesas administrativas
- Custos do promotor/proprietário:   administração geral  
  pré-operação  
  peças suplentes  
  selecção do local, aquisição, licenciamento e relações  
  públicas  
  ligação à rede (só para eólica)  
  taxas
- Outros:               renovações de partes ou peças dos principais componentes (só para gás)

## eventualidades (imprevistos)

Embora existam ligeiras diferenças, os valores referidos parecem ser credíveis, pois, para além de serem os indicados para Portugal, encontram-se dentro da gama de custos de investimento publicados em vários artigos e relatórios.

No relatório *Wind Energy – The Facts* (EWEA, 2003a), uma avaliação sobre o sector da energia eólica na UE-25, e de acordo com dados fornecidos pela Alemanha, Dinamarca, Espanha e Reino Unido, os custos de investimento para a energia eólica variam entre 900 e 1150 €/kW instalado.

El-Kordy *et al* (2002), num estudo sobre custos de produção de electricidade no Egipto a partir de diferentes tecnologias, adoptaram valores de investimento para um parque eólico e uma central de ciclo combinado a gás natural iguais a 1250 \$/kW e 800 \$/kW, respectivamente. Segundo o artigo, os valores referem-se ao ano de 1997, esperando que os mesmos aumentem para os sistemas convencionais e reduzam consideravelmente nas tecnologias renováveis.

Noutro artigo (Dale *et al*, 2004), que pretende identificar e calcular custos extraordinários da produção de electricidade consumida no Reino Unido assumindo que 20% seria a partir da energia eólica, considera para parques *onshore* um valor, em 2004, de 958 €/kW (£ 650/kW). Refere, ainda, estudos que prevêem a redução dos custos em cerca de 55% a 70% desse valor até 2020, resultante do desenvolvimento das tecnologias. O artigo compara, também, o cenário referido com um cenário “convencional” em que a electricidade é predominantemente produzida a partir de energia térmica (carvão e gás), assumindo o custo, em 2004, de uma central de ciclo combinado entre 663 – 737 €/kW (£ 450-500/kW). Da mesma forma se prevê uma redução no investimento, embora, neste caso, bastante inferior e que rondará os 7% até 2020.

Relativamente às centrais de ciclo combinado, numa análise económica efectuada a várias alternativas de produção de electricidade na Turquia (Sevilgen *et al*, 2004) indicam um custo de investimento dessa tecnologia de aproximadamente 507 €/kW (630 \$/kW).

Analisaram-se, ainda, dados fornecidos pela DGGE. Estes foram obtidos a partir de informações enviadas por promotores de parques eólicos, aquando dos pedidos de financiamento do projecto ao Programa Operacional de Economia. É apresentado, em anexo (anexo 4), um gráfico (figura A.1) representando os custos de investimento (€/kW) em função da capacidade instalada (MW) e respectiva linha de tendência. Com esta foram calculados os custos para várias potências e actualizados para valores de 2003. Verifica-se que, para um parque com 20 MW (dado considerado nesta análise), o custo aproxima-se de 1100 €/kW e, portanto, não muito diferente dos 1150,32 €/kW retirados do relatório da NEA *et al* (2005).

O rápido desenvolvimento das tecnologias nos últimos anos tem conduzido a uma redução dos custos de construção, para a energia eólica. Espera-se que esta situação ainda se verifique nos próximos anos.

Os planos de trabalho apresentados indicam que a construção dos parques eólicos é realizada, na maior parte dos casos, em 1 ou 2 anos. As centrais de ciclo combinado normalmente demoram entre 2 a 4 anos (NEA *et al*, 2005; Sevilgen *et al*, 2004).

### 5.1.3 Custos de Operação e Manutenção (O&M)

Os custos de operação e manutenção variam muito de país para país e, nalguns casos, de região para região. Normalmente são projectados para se manterem estáveis durante o período de vida dos parque e centrais, mas também podem verificar-se aumentos ou diminuições ao longo do tempo.

Os custos de O&M considerados são apresentados na tabela seguinte e expressos em valores unitários de Julho de 2003.

Tabela 57. Custos de O&M para parque eólico e central de ciclo combinado a gás (Fonte: DGGE e NEA *et al*, 2005).

<i>Parâmetros.</i>	<i>Eólica</i>	<i>Gás</i>
Custos anuais O&M	14,66 €/kWe	22,50 €/kWe

Normalmente nestes custos incluíram-se valores de:

- operação,
- manutenção (materiais, mão-de-obra, serviços),
- pessoal de apoio (à equipa de engenharia),
- administração,
- despesas gerais dos serviços centrais (fora do local),
- taxas e obrigações (específicas do projecto) (só para eólica),
- seguros (específicos do projecto),
- renovações principais (só para eólica),
- pagamentos de leasing (só para eólica),
- aluguer do terreno (só para gás).

Em relação aos custos de operação e manutenção já não existe tanta uniformidade nos valores apresentados nos vários estudos publicados.

O relatório Wind Energy – The Facts (EWEA, 2003a) refere que estes custos dependem da idade da turbina, sendo baixos nos primeiros anos devido à garantia dos fabricantes e aumentando posteriormente com as reparações e substituições necessárias. No entanto, referem um valor médio entre 1,2 e 1,5 c€/kWh. Se se considerar um factor de carga de 22% (média actual em Portugal) obtém-se um valor anual entre 23,1 e 28,9 €/kW.

El-Kordy *et al* (2002) dividem os custos de O&M em custos fixos e variáveis. Estes últimos são iguais a 3 e 4 \$/MWh, no caso da eólica e gás, respectivamente. Os custos fixos anuais rondam os 3 \$/kW, para o parque eólico, e os 12\$/kW, para a central de ciclo combinado (valores de 1997). Neste artigo consideram 3000 horas de produção anual a partir da energia eólica e 6000 horas através da tecnologia a gás, pelo que se podem estimar os custos variáveis em 9 \$/kW e 24 \$/kW, respectivamente. No entanto, convém referir que, tal como o nome indica, são custos variáveis e, portanto, sujeitos a uma taxa de crescimento (neste artigo igual a 1%). Assim, não considerando o aumento dos custos variáveis, poderíamos dizer que os custos totais de O&M se devem aproximar dos 12 \$/kW e 36 \$/kW.

Noutro artigo (Dale *et al*, 2004), a diferença não é tão significativa: para um parque eólico, custos anuais entre 14,7 – 29,5 €/kW e, para uma central de ciclo combinado, custos de 29,5 €/kW (valores de 2004). Não se prevê nenhuma alteração nos custos das centrais de ciclo combinado, mas sim uma ligeira redução nos custos para a energia eólica (2% até 2020).

Sevilgen *et al* (2004), embora não comparem as duas tecnologias, apresentam custos de operação e manutenção para uma central de ciclo combinado na Turquia. O valor é inferior aos apresentados até agora e aproxima-se dos 21 €/kW ano (2004).

Da mesma forma que para os custos de investimento, foram analisados os dados fornecidos pela DGGE sobre os custos de O&M para a energia eólica, cujo gráfico se apresenta em anexo (Figura A.2.). Representa os custos de operação e manutenção (€/kW) em função da potência instalada (MW) e respectiva linha de tendência. Para um parque com 20 MW (dado considerado nesta análise) determinou-se um custo de 14,66 €/kW (actualizado pela inflação para 2003).

Pode-se verificar que, normalmente, os custos de O&M dos parques eólicos são inferiores ao das centrais de ciclo combinado. Para além disso, é esperado que os primeiros reduzam, enquanto que os segundos se mantenham sensivelmente iguais. Assim, para esta análise, considerou-se mais apropriado a utilização do valor determinado através dos dados fornecidos pela DGGE (14,66 €/kW/ano) em vez do indicado pela NEA *et al* para Portugal (25,20 €/kW ano).

Inicialmente não se contemplaram taxas de crescimento dos custos de O&M nem dos custos de combustível (no caso do gás), mas, posteriormente, foi realizada uma análise de sensibilidade aos custos totais quando se incluíram as taxas referidas.

### 5.1.4 Custos de Combustível para o Gás

Os custos de combustível são sensíveis ao tipo de combustível utilizado, assim como à eficiência do sistema. Nas tecnologias em estudo apenas o ciclo combinado utiliza gás natural e considera-se uma eficiência térmica de 57%.

Numa primeira fase deste estudo é utilizado um custo do gás natural constante e igual a 3,86 €/GJ (NEA *et al*, 2005), equivalente a 13,91 €/MWh (cálculos em anexo – Anexo 5). O valor referido inclui o preço do combustível, assim como o transporte interno do mesmo. Nesta fonte considerou-se que, para Portugal, o preço de gás se mantinha estável no tempo de vida da central (25 anos).

Tabela 58. Custos de combustível para a central de ciclo combinado (Fonte: NEA *et al*, 2005).

Parâmetros.	€/GJ	€/MWh
Custos gás natural	3,86	13,91

Uma consulta ao site da ERSE (Entidade Reguladora do Sector Eléctrico) permitiu verificar que, em 2003, o preço médio do gás importado da Argélia pela Transgás (entidade responsável pela compra, transporte e fornecimento de gás a grandes clientes) era de 2,4 €/GJ (valores tabelados em anexo). No mesmo site é apresentado um gráfico com o preço médio do gás natural vendido pela Transgás, onde se pode constatar que, nesse ano e para centros electroprodutores, o valor final foi de 4,08 €/GJ, que inclui o custo do combustível, o custo de transporte e um preço fixo (estimado pela ERSE).

Assim, o valor adoptado pela NEA *et al* não difere muito do estimado pela ERSE, pelo que será utilizado neste estudo. No entanto, como o preço do gás é variável, numa segunda fase será efectuada uma análise de sensibilidade a um possível aumento do mesmo.

### 5.1.5 Custos Ambientais

Os custos ambientais dependem de vários factores, nomeadamente o tipo e idade da central, o combustível utilizado, a existência e eficiência de sistemas de controlo e tratamento de emissões, entre outros. Na análise do ciclo de vida também são incluídas as emissões resultantes da produção dos materiais necessários para a construção das centrais. É, aliás, nessa fase que se produz a grande maioria das emissões dos sistemas eólicos.

Os valores de custos ambientais, decorrentes da emissão de gases com efeito de estufa ao longo do ciclo de vida, são estimativas provenientes de estudos realizados (European Commission, 1997a, b, c, 1998a, b) para a energia eólica e para gás natural e já abordados em capítulo próprio.



O objectivo deste programa consiste na determinação dos custos ambientais e sociais da produção e consumo de energia, utilizando uma metodologia padronizada para avaliar as externalidades dos diferentes ciclos energéticos.

Como já foi referido, no caso de produção de electricidade a partir da energia eólica, as principais emissões de gases com efeito de estufa ocorrem na fase de produção dos materiais (turbinas e bases) originadas pelo consumo de energia. As emissões de N<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub> e CO são convertidas para CO<sub>2</sub> equivalente pelos factores 320, 21 e 1.4, respectivamente

Para a determinação dos danos foram considerados quatro valores monetários para as emissões de CO<sub>2</sub>, variando conforme as taxas de desconto adoptadas no programa (1, 3 e 5%) e com o intervalo de confiança de 95% (ver anexo) e apresentados na tabela seguinte.

Tabela 59. Valores monetários para o CO<sub>2</sub> (Fonte: European Commission, 1997a, b, c, 1998a, b).

<b>Gama</b>	<b>\$/t CO<sub>2</sub> (1995)</b>	<b>ECU/t CO<sub>2</sub> (1995)</b>	<b>€/t CO<sub>2</sub> (2003)</b>
Baixa	4,75	3,8	<b>4,40</b>
Média 3%	22,5	18	<b>20,84</b>
Média 1%	57,5	46	<b>53,26</b>
Alta	173,75	139	<b>160,94</b>

Posteriormente, no estudo foram determinados os custos para os gases com efeito de estufa de acordo com as quantidades determinadas para as emissões de CO<sub>2</sub> no ciclo de vida de cada central.

Os estudos sobre energia eólica referem-se a parques instalados na Dinamarca, Reino Unido, Alemanha e Espanha. Em cada gama (média, baixa ou alta) verifica-se uma diferença de valores de país para país, pelo que se optou por escolher um intervalo de custos que abranja os custos mais baixos e mais elevados de cada uma e que são apresentados na tabela 60.

No projecto *ExternE* também foram analisadas algumas tecnologias existentes em Portugal (Externe, 1998a), entre as quais a do ciclo combinado a gás natural, pelo que os custos ambientais decorrentes das emissões de GEE foram daí retirados. O estudo baseia-se numa central com um factor de carga de 86% e eficiência de 48%.

Os valores indicados na fonte foram actualizados para valores de 2003 (cálculos em anexo – Anexo 6).

Tabela 60. Valores dos custos ambientais, para as diferentes estimativas (Fonte: European Commission, 1998a).

<b>Custos Amb.</b>	<b>Eólica (€/MWh)</b>	<b>Gás (€/MWh)</b>
Baixa	0,02 – 0,07	1,85
Média 3%	0,11 – 0,30	9,03
Média 1%	0,28 – 0,78	23,04
Alta	0,83 – 2,34	69,59

No relatório do Wind Energy – The Facts (EWEA, 2003a) é apresentado o estudo realizado pelo *ExternE*, pelo que também são indicados os valores das emissões para os países acima referidos.

No artigo de El-Kordy *et al* (2002) são apresentados custos externos referentes ao impacto causado ao ambiente devido aos poluentes emitidos na produção de electricidade pelas várias tecnologias em estudo. Considera custos externos iguais a 0,469 \$/MWh e 8,749 \$/MWh para um parque eólico e uma central de ciclo combinado a gás natural, respectivamente (valores de 1997).

### 5.1.6 Factor de carga

O número de horas que as instalações de produção de electricidade operam varia de central para central e depende de factores económicos, das condições climáticas ou das necessidades em termos de consumo. O rácio do número de horas de funcionamento sobre o número total de horas num ano representa o factor de carga.

O cálculo dos custos anuais uniforme é realizado em função do tempo de operação, pelo que é necessário ter em conta este factor.

No relatório apresentado pelo NEA *et al* (2005) são apresentados para as duas tecnologias em Portugal factores de carga de 28 e 85% (eólica e gás, respectivamente).

No entanto, segundo as estatísticas rápidas da DGGE sobre renováveis (Junho/2006), as horas de produção de electricidade a partir da energia eólica rondam as 2300 horas equivalentes anuais para parques com potência instalada estabilizada, o que corresponde a um valor próximo de 26%. Este valor desce para 22% quando se refere à totalidade dos parques em Portugal até ao momento (anexo 7).

Embora alguns artigos e estudo refiram valores entre 32 e 36% (El-Kordy *et al*, 2002; Dale *et al*, 2004; site Retscreen), também surgem valores de 20 ou 28% (site Retscreen), dependendo do tipo e localização do parque.

Assim, para essa tecnologia será considerado, inicialmente, um factor de carga de 22% e posteriormente efectuada uma análise de sensibilidade para 26 e 28%, uma vez que são os valores referidos para Portugal e para 32 e 36% (outros valores considerados na literatura).

Para o ciclo combinado, verifica-se uma diferença significativa entre os vários valores existentes na literatura. El-Kordy *et al* (2002) referem 6000 horas de produção anual, o que corresponde a um factor de carga perto de 70%, enquanto que Dale *et al* (2004) apresentam um valor de 85%. Alguns resumos não técnicos referentes aos estudos de impacte ambiental para a instalação de centrais de ciclo combinado em Portugal, apresentados no site do Instituto do Ambiente, prevêem um tempo de operação de 8000 horas anuais (91%).

Deste modo, considera-se um valor razoável o factor de carga de 85%. De qualquer forma, será efectuada uma análise de sensibilidade à variação daquele valor.

### **5.1.7 Eficiência térmica**

Reflecte a razão entre o valor energético dos combustíveis utilizados e a energia útil (electricidade e calor) deles extraído. Depende de vários aspectos como a composição do gás, da pressão e temperatura de entrada. Neste caso adoptou-se a eficiência indicada no estudo do IEA (2005) para o ciclo combinado a gás natural e igual a 57%.

Num estudo realizado por Dale *et al* (2004) é utilizada uma eficiência de 50%. Kennedy (2004) assume um valor de 54%. Numa apresentação da EDP sobre a central de ciclo combinado a gás natural no Carregado referem-se eficiências na ordem dos 58%, pelo que o valor indicado parece apropriado.

### **5.1.8 Parâmetros económicos**

Para além dos parâmetros técnicos também os parâmetros económicos influenciam os custos anuais uniformes. Factores como taxas de desconto, taxa de crescimento dos custos de manutenção, taxas de crescimento dos custos de combustível, taxas de juro e taxas de inflação podem originar mudanças na avaliação económica dos projectos.

#### **- Taxa de desconto dos custos de investimento**

Representa a taxa de juro utilizada para se apurar o valor actual de fluxos monetários futuros. As taxas de desconto utilizadas em vários artigos de análise económica deste tipo de tecnologia varia entre 5 a 12%. Deste modo, e uma vez que é um dos parâmetros que afecta os custos unitários, para além desses dois valores serão determinados custos uniformes de produção para taxas iguais a 8 e 10% e efectuada uma análise de sensibilidade.

### - Taxa de crescimento dos custos de manutenção

Como já se referiu, os custos de O&M são projectados para se manterem estáveis durante o período de vida dos parques e centrais. No entanto, podem aumentar de acordo com aumentos de custo de mão-de-obra ou com manutenção e substituições de equipamentos necessárias ao longo do tempo de vida útil.

Embora inicialmente se tenha considerado nula a taxa de crescimento, posteriormente analisou-se a alteração dos custos quando a taxa de crescimento varia entre 1 e 10% por ano.

### - Taxa de crescimento dos custos de combustível

Da mesma forma que para os custos de O&M, e tendo em conta a informação contida no estudo da NEA *et al* (2005), numa primeira análise não é tida em consideração uma taxa de crescimento dos custos de combustível.

Para avaliar o efeito destes custos nos custos totais do ciclo de vida das tecnologias em estudo foram determinados novos valores inserindo taxas de crescimento entre 1 e 10% por ano.

## 5.2 Simulação da tecnologia eólica e do ciclo combinado

Para os cálculos utilizaram-se valores constantes, isto é, não foi incluída a inflação. Os custos foram todos convertidos para valores de 2003.

Resumindo, os dados utilizados numa primeira análise encontram-se na tabela seguinte:

Tabela 61. Características das centrais eólicas e a gás.

<b>Parâmetros.</b>	<b>Eólica</b>	<b>Gás</b>
Capacidade instalada	20 MW	1200 MW
Factor de carga	22%	85%
Eficiência térmica	-	57%
Tempo vida	20 anos	25 anos
Custos investimento	1150,32 €/kW	490,37 €/kW
Custos anuais O&M	14,66 €/kW	22,50 €/kW
Custos combustível	-	13,91 €/MWh

Os dados apresentados anteriormente para a análise do ciclo de vida são utilizados para calcular os custos por MWh de electricidade produzida a partir das duas tecnologias e indicados na tabela 62.

Tabela 62. Valores dos diferentes custos para as duas tecnologias.

Custos		Energia Eólica		Gás	
	(€/kW)	(€/MWh)		(€/kW)	(€/MWh)
1. Investimento					
Taxa desconto 5%	1150,32	47,90	490,37	4,67	
Taxa desconto 10%		70,11		7,26	
2. O&M					
Taxa desconto 5%	14,66	7,61	22,50	3,02	
Taxa desconto 10%		7,61		3,02	
3. Combustível					
Taxa desconto 5%	--	--	13,91 €/MWh	24,40	
Taxa desconto 10%		--		24,40	
4. Ambientais					
Baixa		0,02 – 0,07		1,85	
Média 3%		0,11 – 0,30		9,03	
Média 1%		0,28 – 0,78		23,04	
Alta		0,83 – 2,34		69,59	
Total s/ ambientais					
Taxa desconto 5%		55,51		32,09	
Taxa desconto 10%		77,72		34,68	
Total c/ ambientais					
Taxa desconto 5%					
Baixa		55,53 – 55,58		33,94	
Média 3%		55,62 – 55,81		41,12	
Média 1%		55,79 – 56,29		55,13	
Alta		56,34 – 57,85		101,68	
Taxa desconto 10%					
Baixa		77,74 – 77,79		36,53	
Média 3%		77,83 – 78,02		43,71	
Média 1%		78,00 – 78,50		57,72	
Alta		78,55 – 80,06		104,27	

### 5.3 Análise e discussão dos resultados

Para a comparação das duas tecnologias de produção de electricidade determinaram-se os custos anuais uniformes, em €/MWh, incluindo custos de investimento, de operação e manutenção e de combustível, para o tempo de vida de cada central. As anuidades foram calculadas para duas taxas de desconto, iguais a 5 e 10%.

Este estudo não abrangeu custos extraordinários de compensação na produção de energia, dada a descontinuidade do vento e as dificuldades de armazenamento, nem a necessidade de reforço dos sistemas de distribuição e transmissão ou a compensação (tarifa) pelo fornecimento de electricidade à rede.

Apesar de normalmente serem ignorados os custos externos para o cálculo do custo de produção de electricidade, considerando os actuais objectivos do Protocolo de Quioto em relação à redução das emissões de GEE analisou-se, ainda, o efeito da inclusão dos custos ambientais decorrentes das emissões atmosféricas nos custos totais. Estes valores foram retirados do programa *ExternE* e abrangem não só as emissões no período de operação das centrais, mas de todo o seu ciclo de vida, isto é, desde a produção dos materiais para a sua construção até ao seu desmantelamento.

Numa primeira análise e considerando apenas o aspecto económico (não incluindo custos ambientais), verifica-se que a tecnologia de ciclo combinado a gás natural é mais atractiva do que a tecnologia eólica.

A energia eólica apresenta custos de investimento muito superiores aos custos de uma CCGN, que não são compensados pelos custos com combustível que esta tecnologia consome. Para além disso, actualmente os custos uniformes de O&M de um parque eólico também são mais elevados que os da tecnologia a gás. Acresce, ainda, o facto do factor de carga da fonte renovável ser baixo (22%) quando comparado com o adoptado para a CCGN (85%).

Mesmo quando os custos ambientais são incluídos, a central de ciclo combinado apresenta custos de produção mais económicos do que o parque eólico, sendo apenas igualados ou ultrapassados para estimativas elevadas dos custos ambientais, isto é, para um cenário em que os impactos das emissões se fazem sentir por um período de tempo mais longo. No entanto, estes valores são muito subjectivos e, como se pode verificar pela tabela 62, abrangem uma gama muito alargada de valores. Esta variação diz respeito, para além da taxa de desconto utilizada, aos valores determinados para cada estudo. No caso do gás natural, os valores apresentados referem-se concretamente a custos determinados para Portugal, pois foi realizado esse estudo. No entanto, no exemplo da energia eólica foram adoptados os valores mais baixos e mais elevados dos determinados em vários estudos realizados noutros países (dado que não foi efectuado nenhum para Portugal).

Relativamente à energia eólica, obtiveram-se custos totais de produção iguais a 55,51 €/MWh e 77,72 €/MWh, para taxas de desconto de 5% e 10%, respectivamente. No primeiro caso, os custos de investimento representam cerca de 86% e, no segundo, 90% (figuras 22 e 23). O restante corresponde a custos de O&M.

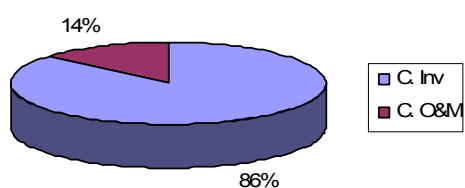


Figura 22. Distribuição para a taxa de 5%.

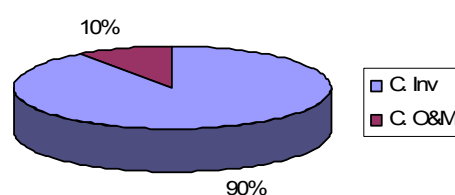


Figura 23. Distribuição para a taxa de 10%.

Se se considerarem os custos ambientais, os valores totais ficam compreendidos entre 55,53 – 57,85 €/MWh, para a taxa mais baixa, e entre 77,74 – 80,06 €/MWh, para a taxa mais elevada. Os custos ambientais variam, aproximadamente, entre 0,04 – 4,04%, para a taxa de 5% e entre 0,03 – 2,92%, para a taxa de 10% (com uma ligeira redução dos custos de investimento e de operação e manutenção dada a inclusão dos ambientais), como se pode verificar na figura seguinte.

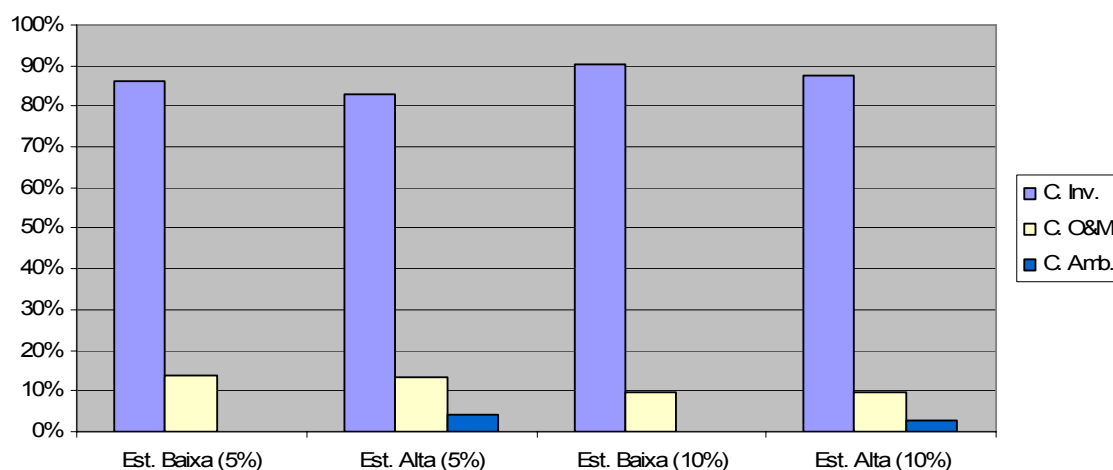


Figura 24. Distribuição para a taxa de 5% e 10%, para o parque eólico.

Na tecnologia a gás, os valores totais, sem os custos ambientais, atingem os 32,09 €/MWh e 34,68 €/MWh. Sensivelmente 15% e 21% referem-se a custos de investimento, respectivamente. Nesta tecnologia a grande parte dos custos resulta do consumo de gás, representando perto de 76% e 70% (figuras 25 e 26).

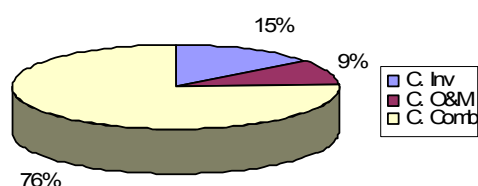


Figura 25. Distribuição para a taxa de 5%.

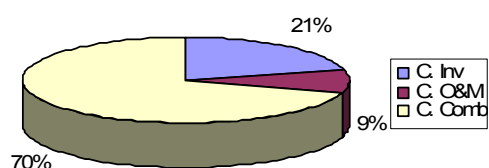


Figura 26. Distribuição para a taxa de 10%.

Incluindo os custos ambientais obtém-se uma gama de valores entre 33,94 – 101,68 €/MWh e 36,53 – 104,27 €/MWh, respectivamente. Na estimativa baixa, os custos de combustível continuam a ter um peso significativo nos custos totais, mas numa estimativa alta são os custos ambientais que mais contribuem para o custo total (figura 27).

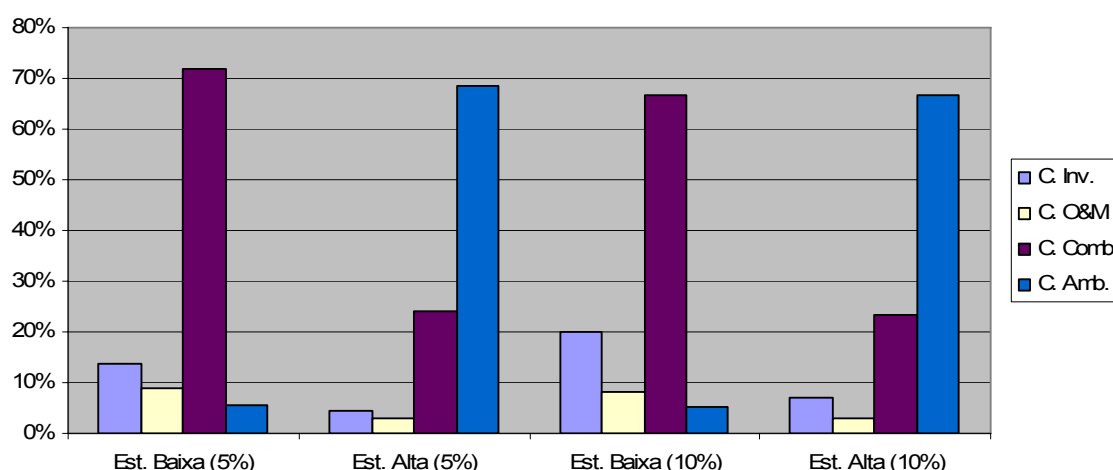


Figura 27. Distribuição para a taxa de 5% e 10%, para a central de CCGN.

Como já referido, comparando as duas tecnologias pode verificar-se que, embora a energia eólica seja proveniente de uma fonte renovável e sem consumo de combustíveis, os seus custos de investimento são bastante superiores à tecnologia a gás, pelo que os custos totais de produção (€/MWh) apresentam valores mais elevados (quando são ignorados os custos ambientais).

Num parque eólico são os custos de investimento que mais contribuem para as diferenças verificadas. Alguns artigos (Dale *et al*, 2004) referem estudos que sugerem uma descida nos custos de investimento da energia eólica entre 55% e 70% até 2020 (se se mantiver a tendência actual). Se assim for, os custos totais desta tecnologia descem substancialmente e conseguem competir com os restantes sistemas de produção.



Concretamente no exemplo em análise, os custos totais uniformes das duas tecnologias (sem custos ambientais) aproximar-se-iam se o custo de investimento da tecnologia eólica reduzisse para metade do valor considerado, isto é, se diminuísse de 1150,32 €/kWe para sensivelmente 600 €/kWe, mantendo-se as restantes condicionantes.

Outros aspectos poderiam contribuir para uma redução nas diferenças obtidas, como, por exemplo, o aumento do preço do gás natural ao longo do tempo de funcionamento da central (uma vez que é o custo mais significativo neste tipo de produção e sujeito a variações de mercado) ou uma redução dos custos de O&M de um parque eólico. A produção a partir da energia eólica poderia, igualmente, ser beneficiada pela atribuição de tarifas mais elevadas (não consideradas neste estudo) em relação à produção a partir da CCGN.

Com as actuais preocupações ao nível das emissões de gases com efeito de estufa e o comércio de licenças de emissão é importante analisar também os custos decorrentes das emissões nas duas tecnologias e qual o efeito das mesmas.

Incluindo os custos ambientais resultantes da produção de gases com efeito de estufa verifica-se uma aproximação nos custos totais das duas tecnologias, para estimativas altas (dos custos ambientais). Aqui, os custos totais da tecnologia a gás aumentam significativamente, obtendo-se, por vezes, valores aproximadamente iguais ao dobro dos da energia eólica (dependendo da taxa de desconto).

Também quando El-Kordy *et al* (2002) avaliaram a produção de electricidade a partir de várias tecnologias obtiveram resultados mais económicos numa central de CCGN do que num parque eólico quando não consideraram custos externos, invertendo-se a situação quando esses foram incluídos. Referem, ainda, que o facto de não se considerar os custos ambientais pode originar um atraso na penetração das energias renováveis. No entanto, é conveniente referir que estamos a comparar com uma tecnologia que utiliza gás natural, uma fonte de energia que causa menor impacto do que os restantes combustíveis fósseis.

Ao analisar os benefícios sociais de produção de electricidade a partir da energia eólica (neste caso *offshore*) Kennedy (2005) vem confirmar o já referido. Os benefícios sociais são negativos, uma vez que a energia eólica só tem capacidade para substituir uma parte da produção a partir de centrais de CCGN e de centrais de ciclo combinado de gaseificação integrada (*Integrated Gasifier Combined Cycle*), para além deste tipo de centrais produzir baixos níveis de emissão de poluentes. Kennedy (2005) conclui que podem ser atingidos benefícios sociais positivos para custos de capital da tecnologia eólica muito baixos ou custos ambientais elevados, ou uma combinação das duas hipóteses. Refere, ainda, alguns aspectos que poderiam alterar o desenvolvimento e penetração da energia eólica, nomeadamente o facto de se estar a comparar esta fonte de energia com tecnologias que produzem níveis de emissões mais baixas do que as centrais normalmente

utilizadas, o facto de ter assumido um preço constante do carvão e do gás natural, de não ter considerado objectivos do governo em termos de diversificação de combustíveis ou objectivos para energias renováveis, nem as possibilidades em termos de aproveitamento da energia produzida em excesso (para, por exemplo, sistemas vizinhos).

Do ponto de vista ambiental, o principal contributo da energia eólica refere-se à redução nas emissões de CO<sub>2</sub>. No entanto, o factor económico é o que actualmente tem maior relevância na avaliação dos projectos e os custos de investimento da tecnologia renovável condicionam a competição com as tecnologias tradicionais, para além da disponibilidade do vento e as dificuldades de armazenamento da energia (quando há produção em excesso). É necessário ter ainda em conta os custos com ligação à rede e com a renovação dos sistemas de distribuição e transmissão.

Com as actuais políticas ao nível de controlo de emissões de gases com efeito de estufa e os incentivos às fontes de energia renováveis actualmente existentes em Portugal e considerando as perspectivas em termos de aumento da capacidade eólica a nível nacional (com o novo concurso público) espera-se que a energia eólica tenha um papel fundamental no cumprimento das metas nacionais. No entanto, a sua concretização vai estar dependente, para além da capacidade de recepção pela rede e do processo de licenciamento, do aspecto económico, que deverá tornar-se atractivo aos investidores. É esperado o desenvolvimento desta tecnologia e a consequente descida dos custos de investimento, mas a curto prazo é necessário outro tipo de incentivos, que poderão passar pela imposição de quotas de produção (já existentes), pelo aumento e diferenciação das remunerações por tecnologia (actualmente estabelecidas pelo Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro) ou a incorporação de custos externos na avaliação dos projectos.

Por outro lado, existe ao mesmo tempo o mercado de liberalização do sector do gás natural, que poderá reduzir os custos e aumentar a produção a partir deste combustível e, portanto, atrasar ainda mais o desenvolvimento das tecnologias renováveis de um modo geral.

### **5.3.1 Análise à variação dos parâmetros económicos**

Com esta análise pretende-se determinar quais os parâmetros que influenciam predominantemente a avaliação económica destes projectos e de que forma. Dada a dificuldade em determinar e estimar esses valores, calcularam-se custos para várias taxas baseadas na literatura.

#### **- Taxa de desconto**

Para além dos valores obtidos para as taxas de 5 e 10% foram calculados os custos totais uniformes das duas tecnologias utilizando taxas de 8 e 12%. Os valores obtidos (e tabelados em anexo) são apresentados nos gráficos seguintes.

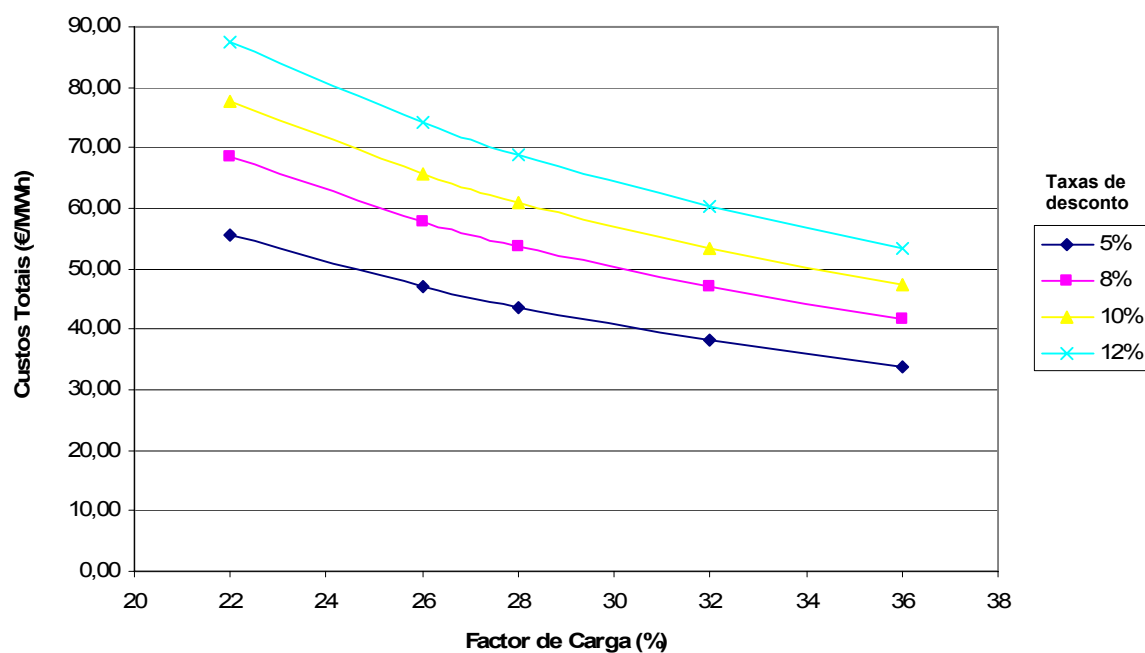


Figura 28. Variação dos custos totais de um parque eólico com o factor de carga, para as diferentes taxas de desconto.

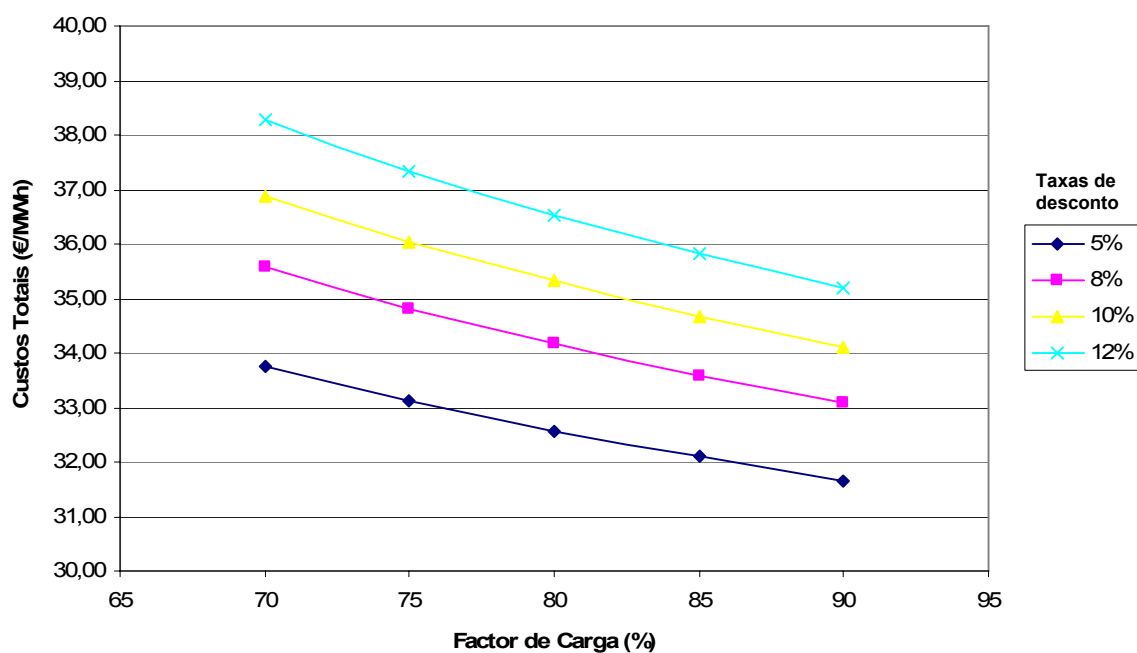


Figura 29. Variação dos custos totais de uma CCNG com o factor de carga, para as diferentes taxas de desconto.

Os custos de O&M, assim como os custos com o combustível, não variam com a taxa de desconto, mantendo-se constante para o mesmo factor de carga. No entanto, os custos de investimento vão aumentando com o aumento da taxa de desconto, e, consequentemente, o custo de produção (€/MWh) também.

Para o sistema eólico, quando a taxa de desconto passa de 5 para 8%, os custos sofrem um acréscimo de 23,2% (independentemente do factor de carga). Quando a taxa varia de 8 para 10% e de 10 para 12%, o aumento é de 13,6 e 12,6%, respectivamente.

Os custos totais de produção de uma central de ciclo combinado sofrem um aumento menos significativo que o sistema eólico: entre 3,1 e 5,4%, conforme a taxa de desconto e factor de carga. Este aumento ainda é menor com o aumento do factor de carga. Esta tecnologia é menos afectada pela taxa de desconto, uma vez que os custos de investimento são menores do que no caso da energia eólica.

#### **- Taxa de crescimento dos custos de operação e manutenção**

Foi efectuada uma análise à variação dos custos totais (sem custos ambientais) considerando taxas de crescimento dos custos de O&M de 1, 2, 5 e 10% por ano.

Verifica-se que, na energia eólica, para uma dada taxa de desconto e para uma determinada taxa de crescimento, os custos totais uniformes aumentam da mesma forma (em termos de percentagem) para qualquer factor de carga, isto é, são independentes deste último.

Para as taxas de desconto de 5, 8, 10, 12% obtiveram-se aumentos dos custos totais uniformes de aproximadamente 20, 14, 11 e 9%, respectivamente, quando a taxa de crescimento dos custos de O&M passou de 0 para 10%.

Quando se aplica uma taxa de crescimento o aumento dos custos totais é menos significativo para taxas de desconto maiores, uma vez que o peso dos custos de O&M diminui com o aumento da taxa de desconto.

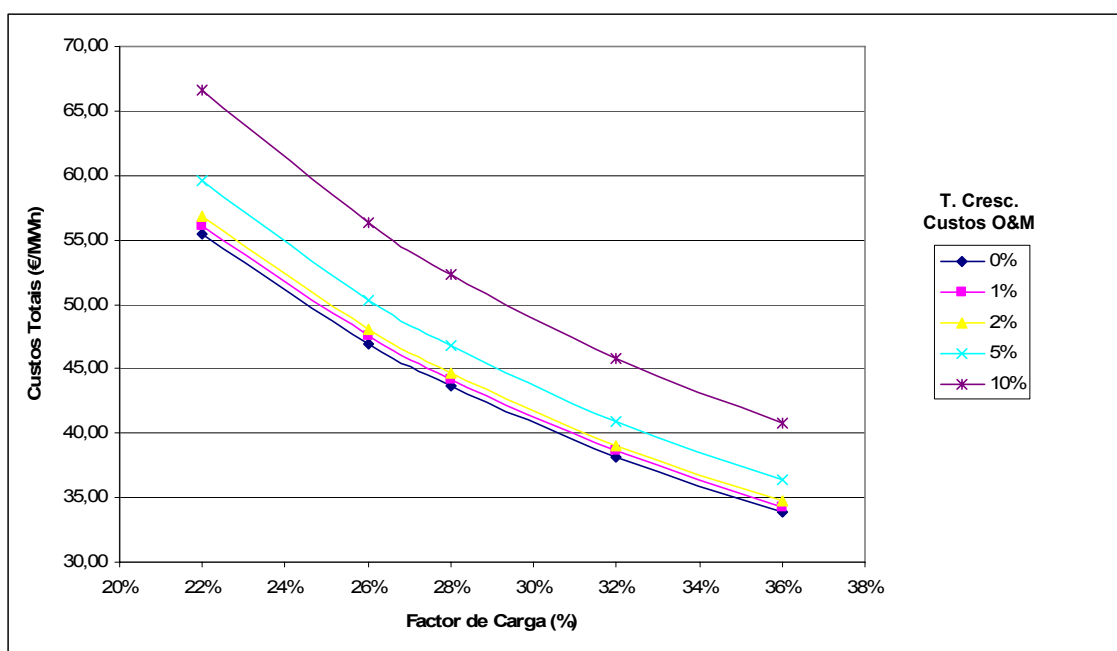


Figura 30. Variação dos custos totais de um parque eólico com a taxa de crescimento dos custos de O&M, para uma taxa de desconto de 5%.

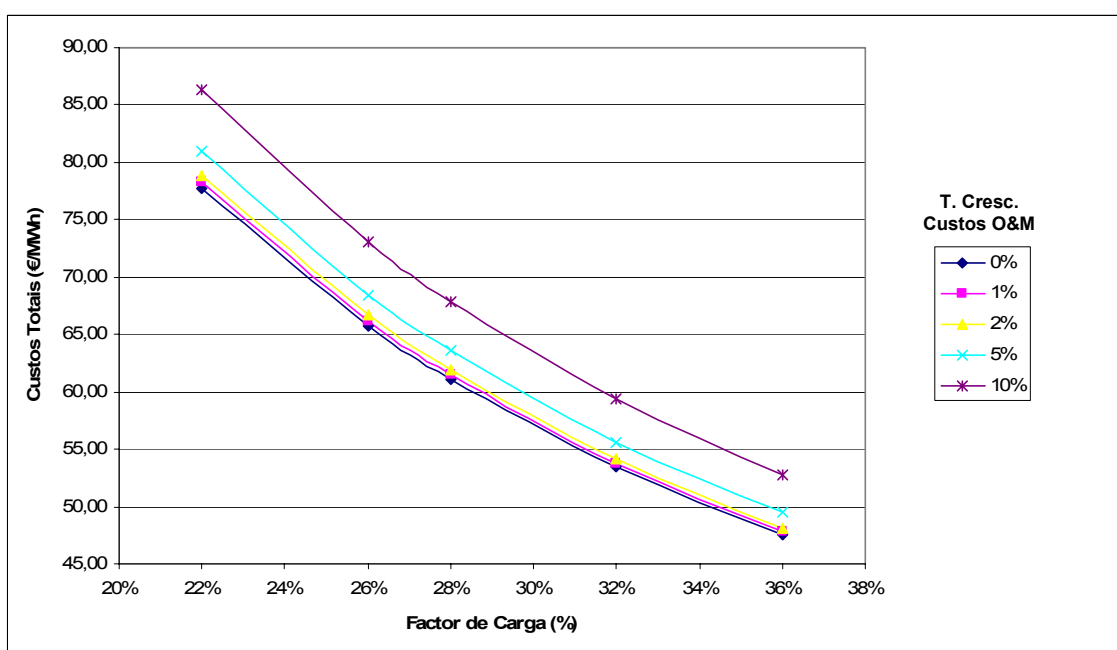


Figura 31. Variação dos custos totais de um parque eólico com a taxa de crescimento dos custos de O&M, para uma taxa de desconto de 10%.

No ciclo combinado, para a mesma taxa de desconto, o aumento dos custos totais é menor quanto maior for o fator de carga. No entanto, esta diferença é muito pequena, principalmente para taxas de desconto mais elevadas. Por exemplo, para uma taxa de desconto de 5% e um fator de carga de 70%, o aumento da taxa de crescimento dos custos de O&M de 0 para 10% origina um acréscimo dos custos totais uniformes de sensivelmente 23%. Esse agravamento é de 19% para um

factor de carga de 90% (portanto varia de 23 para 19%). Quando a taxa de desconto é igual a 12%, o aumento dos custos varia de 13 para 11%.

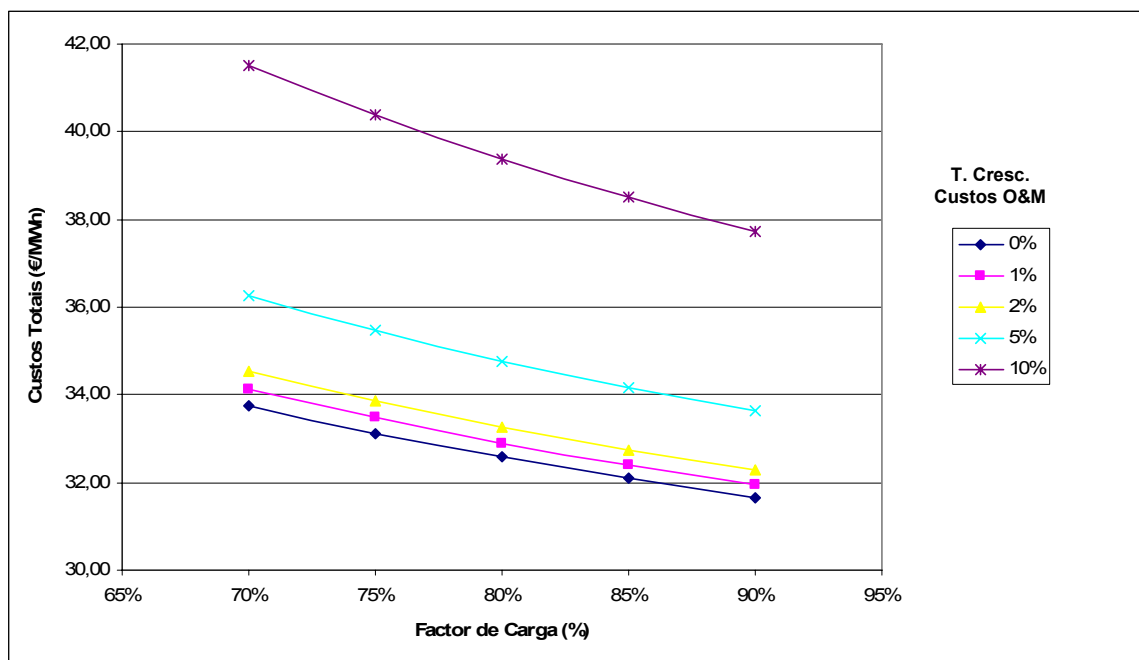


Figura 32. Variação dos custos totais de uma central de CCGN com a taxa de crescimento dos custos de O&M, para uma taxa de desconto de 5%.

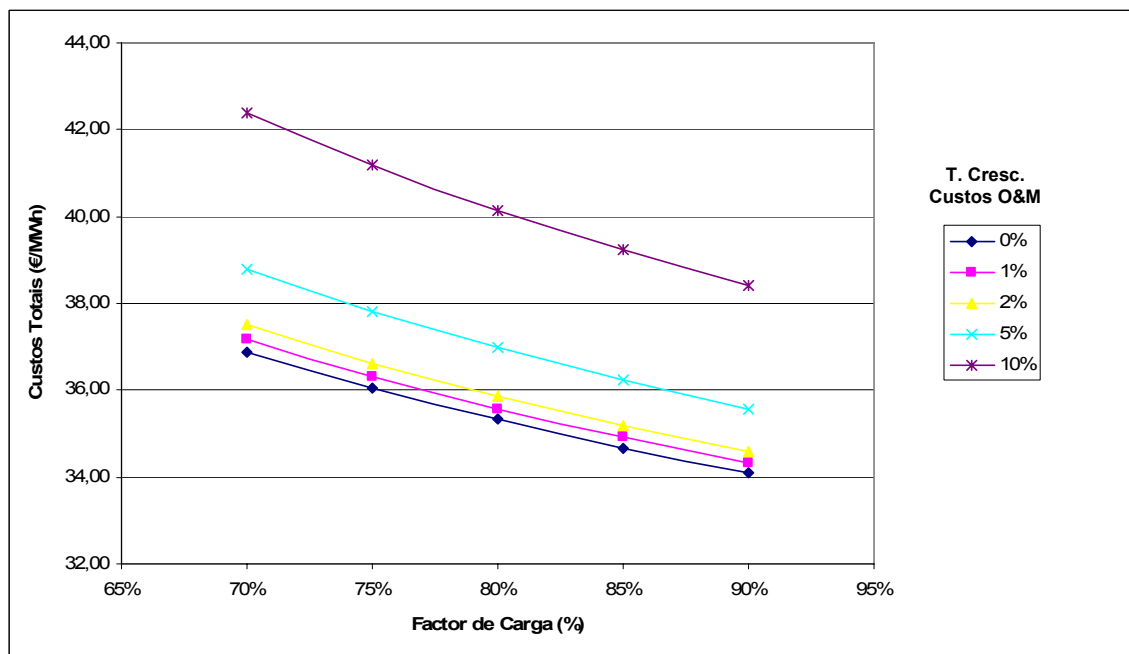


Figura 33. Variação dos custos totais de uma central de CCGN com a taxa de crescimento dos custos de O&M, para uma taxa de desconto de 10%.

Comparando as duas tecnologias no “cenário base” (taxa de desconto igual a 5 e 10% e factores de carga de 22 e 85%) verifica-se que a central de CCGN continua a apresentar custos totais

uniformes mais baixos, uma vez que o aumento originado pelas diferentes taxas de crescimento é similar nos dois casos.

Assim, os custos da central eólica são mais baixos apenas quando incluídas as estimativas mais elevadas para os custos ambientais. Só se verificariam diferenças se se considerassem diferentes taxas de crescimento dos custos de O&M para cada tecnologia.

#### - Taxa de crescimento dos custos de combustível

Da mesma forma que para os custos de operação e manutenção, também aqui foram calculados os custos totais uniformes (sem custos ambientais) para taxas de crescimento compreendidas entre 1 e 10%.

Os custos referentes ao combustível vão depender do seu preço, do consumo anual (horas de produção) e da sua eficiência térmica.

Obviamente, os custos para a energia eólica não sofrem alterações, pois nesta tecnologia não há consumo de combustíveis.

Introduzindo a taxa de crescimento, os custos totais para o ciclo combinado aumentam significativamente, sendo mais acentuado para taxas de desconto mais baixas e para maiores factores de carga. Assim, para uma taxa de desconto de 5%, o crescimento dos custos totais atinge perto de 153% para um factor de carga de 70% e quase 164% para um factor de carga de 90%. Neste último exemplo o aumento é de 91% quando se utiliza uma taxa de desconto de 12%.

Mesmo nestas condições esta tecnologia apresenta custos inferiores aos da energia eólica, só ultrapassados para taxas de crescimento dos custos de combustível superiores a 5% ou quando se incluem custos ambientais.

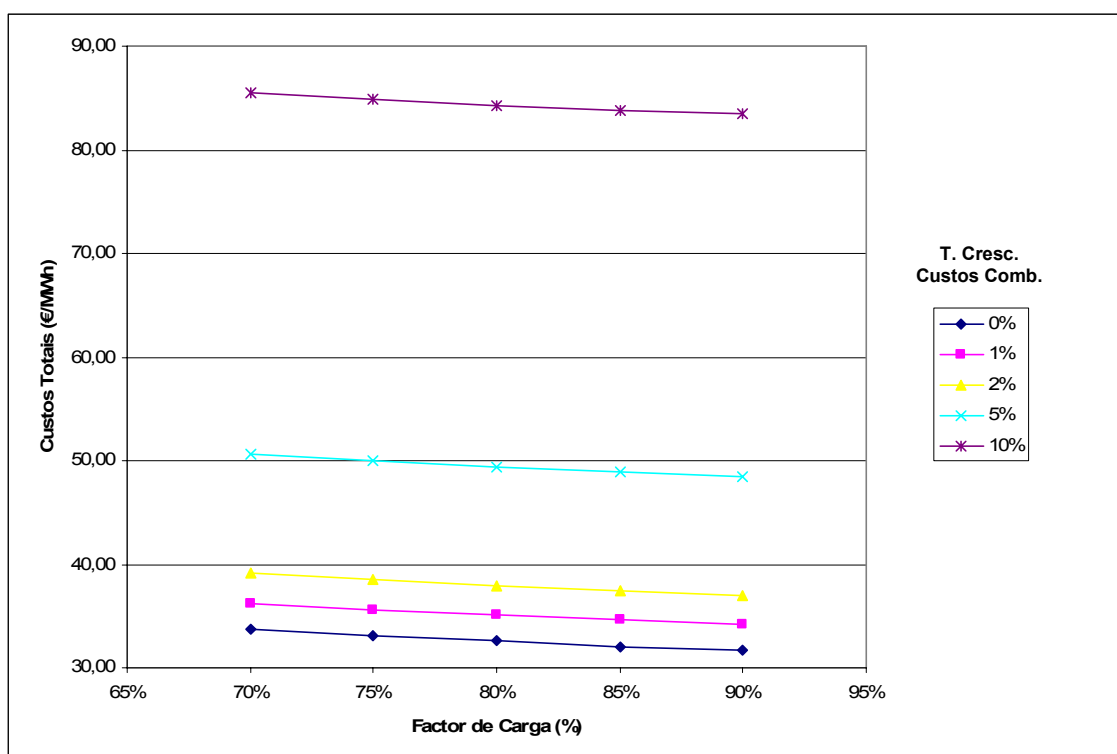


Figura 34. Variação dos custos totais de uma central de CCGN com a taxa de crescimento dos custos de combustível, para uma taxa de desconto de 5%.

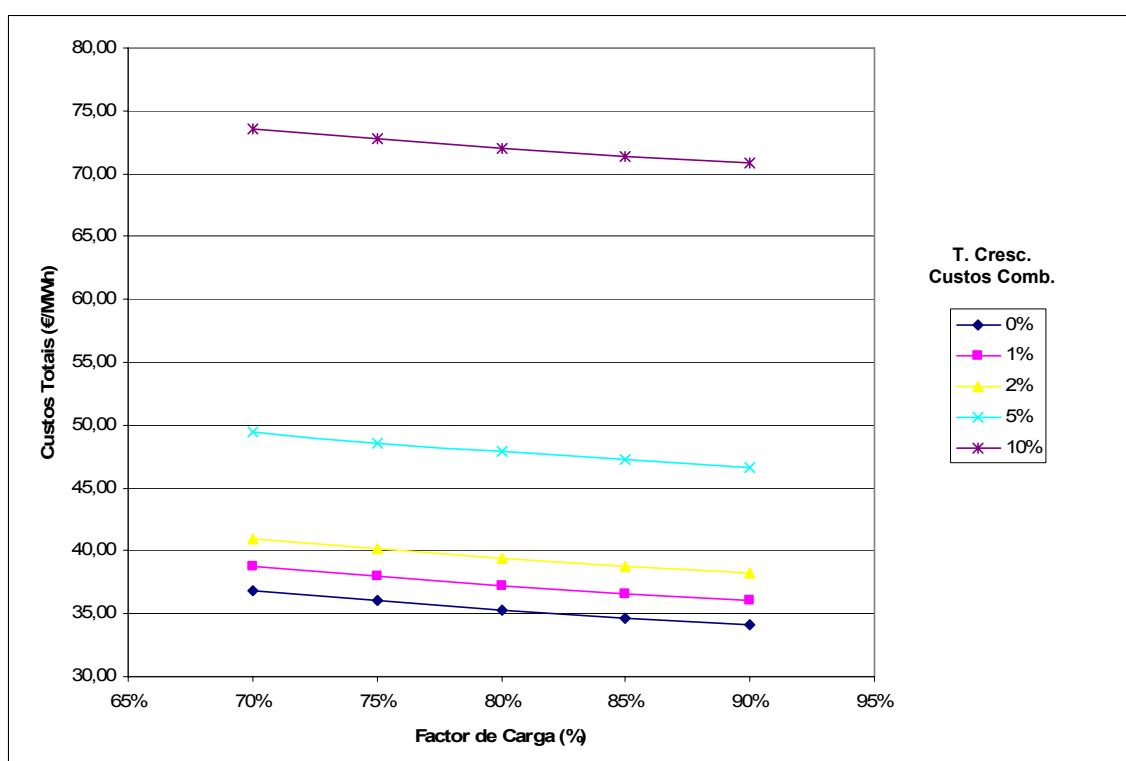


Figura 35. Variação dos custos totais de uma central de CCGN com a taxa de crescimento dos custos de combustível, para uma taxa de desconto de 10%.



### 5.3.2 Análise à variação do factor de carga

Segundo dados fornecidos pela DGGE (Estatísticas Rápidas – Junho de 2006), a produção de electricidade a partir da energia eólica tem-se mantido acima das 2300 horas equivalentes anuais para parques com potência instalada estabilizada e perto das 2000 horas para a totalidades dos parques, pelo que foram determinados os custos uniformes para factores de carga de 22% ( $\approx$  2000 horas) e de 26% ( $\approx$  2300 horas).

Posteriormente, e de acordo com dados da literatura (já referidos), calcularam-se os custos para factores de 28, 32 e 36%, mantendo-se iguais os restantes parâmetros.

Como já foi mencionado, artigos e relatórios sobre ciclo combinado a gás natural referem factores de carga de 70 e 90%, pelo que foram utilizados esses valores e factores intermédios (75 e 80%) para determinar os custos anuais uniformes.

A variação dos custos totais (sem custos externos) com o factor de carga é apresentada em anexo (anexo 12) para energia eólica e para a central a gás e para as diferentes taxas de desconto utilizadas.

Verifica-se que, quanto maior o factor de carga, mais baixo é o custo de produção em €/MWh.

Para a energia eólica, a redução do custo (em percentagem) é idêntica para qualquer taxa de desconto. Isto é, aumentando o factor de carga de 22 para 26%, o custo reduz 15,4% independentemente da taxa de desconto. Se se aumentar o factor de carga de 22 para 36%, a redução de custos aproxima-se de 40%, passando de 55,51 para 33,92 €/MWh (taxa de desconto de 5%).

No caso do ciclo combinado, a variação dos custos já depende da taxa de desconto, sendo mais acentuada quanto maior for aquela. Por exemplo, o aumento do factor de carga de 70 para 75% origina uma redução nos custos de 1,8, 2,1, 2,3 e 2,4% para as taxas de 5, 8, 10 e 12%, respectivamente. No entanto, a descida de custos é muito menos acentuada do que no sistema eólico. A descida de valores mantém-se entre os 1,3 e 2,4% quando o factor de carga é aumentado em 5%. Quando o factor de carga é alterado de 70 para 90%, o custo total reduz 8,1%, para uma taxa de 12% (o mais significativo dos exemplos apresentados), passando de 38,27 para 35,18 €/MWh.

## Conclusões

---

## 6. Conclusões

Pretende-se com este trabalho averiguar a actual evolução e desenvolvimento da energia eólica em Portugal com as previsões para esta fonte renovável no seio dos compromissos ao nível do Protocolo de Quioto e da Directiva das Renováveis.

Outro objectivo consiste na análise dos custos totais (financeiros e ambientais) da produção de electricidade a partir de um parque eólico instalado em Portugal comparativamente com uma central termoeléctrica, mais concretamente uma central de ciclo combinado a gás natural.

O Protocolo de Quioto constitui um tratado internacional com compromissos rigorosos para a redução dos gases com efeito de estufa entre 2008 e 2012 em, pelo menos, 5% abaixo dos níveis de 1990. No quadro da União Europeia, Portugal deve limitar o aumento das suas emissões em 27% (entre 2008 e 2012) em relação a 1990.

O sector da energia é o que mais contribui para as emissões de GEE (67% em 1990, prevendo-se o aumento para 75% em 2010), sendo as actividades relacionadas com a indústria da electricidade e calor as que apresentam maior peso, seguidas dos transportes.

No sentido de respeitar os compromissos de Portugal, foi elaborada uma estratégia nacional – PNAC – e definida uma série de medidas a adoptar a vários níveis, nomeadamente no sector de energia e que passam pela:

- Melhoria na eficiência energética,
- Promoção de electricidade a partir de FER e, no caso concreto da energia eólica, o objectivo de instalar 5100 MW de potência até 2012.

Paralelamente ao Protocolo de Quioto foi aprovada a Directiva das Renováveis, que tenta limitar a utilização de combustíveis fósseis. No âmbito da Directiva, Portugal assumiu o compromisso de pelo menos 39% do consumo de electricidade em 2010 ser de origem renovável.

Das fontes de energia renovável, a hídrica é a que apresenta maior percentagem na produção de electricidade, seguida da energia eólica. No entanto, a primeira está sujeita às alterações climáticas, para além de que são esperados grandes obstáculos ambientais para a expansão deste sector. Considerando o reduzido desenvolvimento verificado nas restantes FER (em 2005 apenas a eólica e os resíduos sólidos urbanos ultrapassaram as previsões) o governo apostou fortemente na energia eólica. Assim, delineou um objectivo de instalação de 5100 MW de potência eólica até 2012 (4700 MW em 2010), o que corresponde a uma instalação média de 732 MW por ano,

valor significativamente mais elevado do que o instalado em 2004 (284 MW) ou até mesmo em 2005 (506 MW).

No final de 2005 esta fonte de energia representava cerca de 20% da produção de electricidade a partir de renováveis e apenas 3,3% da produção total nacional. A atingir-se o valor previsto, a energia eólica contribuirá com 12,2% da produção de electricidade, a par de países como a Dinamarca (19%), Alemanha (6%) e Espanha (5%). Estes são os três países com maior contribuição e maior potência instalada a nível europeu, correspondente a quase 80% da potência total instalada nesse continente.

Nos últimos anos tem-se verificado, realmente, um crescimento acentuado neste tipo de fonte, tanto a nível europeu (responsável por 72% da capacidade mundial) como mundial. Mesmo a nível nacional a taxa de crescimento da capacidade eólica tem aumentado significativamente, tendo sido mesmo o quinto país com maior instalação em 2005, ficando apenas abaixo dos EUA, Alemanha, Espanha e Índia, e atingindo uma potência eólica total instalada igual a 1043 MW.

O desenvolvimento verificado nestes países deve-se, em grande parte, à política aplicada de incentivo às energias renováveis e ao investimento na pesquisa e desenvolvimento destas tecnologias. Normalmente, beneficiam de enquadramentos financeiros atraentes e a longo prazo, remoção de barreiras administrativas e tarifas não discriminatórias. Apostam, ainda, na produção interna de grande parte dos componentes dos aerogeradores, criando um novo mercado e postos de trabalho, para além de reduzirem os custos de produção.

No entanto, mesmo com o concurso público lançado no início deste ano para a atribuição de até 1500 MW, são esperadas algumas dificuldades no alcance das metas previstas para Portugal, que vai depender de vários factores, nomeadamente:

- *Rentabilidade dos projectos*
- *Estabilidade na remuneração*: incerta até há pouco tempo, mas alterada pelo Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, que vem garantir a remuneração da electricidade a partir de FER por um prazo considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos efectuados;
- *Tempo de realização do processo de licenciamento*: segundo a Agência Internacional de Energia os processos de licenciamento podem demorar entre 2 a 6 anos, envolvendo diversas entidades e com a ausência de prazos ou critérios claros. A avaliação de impactos ambientais, licenciamentos das linhas e licenças de exploração deverão ser obtidas em prazos mais reduzidos de modo a que as condições financeiras e técnicas não sejam alteradas durante esse processo;
- *Capacidade de interligação à rede eléctrica*: apesar dos planos de expansão previstos pela Rede Eléctrica Nacional, existe o risco de atrasos na sua execução, além de já não garantir a

nova meta de atingir 5100 MW de potência em 2012, o equivalente a 4700 MW em 2010 (a meta anterior era de 4500 MW), o que originará atrasos na entrada em funcionamento da potência atribuída. Grande parte do potencial localiza-se em regiões montanhosas e do interior, onde as redes se encontram pouco desenvolvidas e os consumos são pouco significativos, pelo que é necessário criar redes de transporte para a região litoral com estabilidade e segurança. Todo este processo implicará grandes investimentos, que também condicionarão a sua realização atempada;

- *Recurso eólico limitado.*

Apesar de se ter verificado uma redução nas instalações de fuel+gasóleo e da potência instalada em centrais a carvão e a fuel/gás natural se manter constante, segundo o Plano de Investimentos da REN prevê-se um crescimento acentuado das centrais de ciclo combinado a gás natural até 2013.

Esta situação pode agravar a penetração das fontes de energia renovável. O gás natural, apesar de ser um combustível fóssil, é menos poluente e as tecnologias tradicionais são normalmente mais económicas. Torna-se, assim, interessante a comparação de custos de produção de electricidade a partir de energia eólica com a tecnologia de CCGN, também em expansão, e quais as consequências da inclusão dos custos ambientais.

Para a análise económica foram determinados custos uniformes de produção para o tempo de vida de cada instalação, incluindo custos de investimento, de operação e manutenção, de combustível e ambientais. Numa primeira fase não foram consideradas taxas de crescimento dos custos de O&M nem de combustível e utilizaram-se taxas de desconto de 5 e 10% e factores de carga de 22 e 85% para a energia eólica e para a central de CCGN, respectivamente. Posteriormente foram estudados os efeitos decorrentes da introdução de taxas de crescimento e da variação das taxas de desconto e dos factores de carga.

No cálculo dos custos do ciclo de vida das duas tecnologias, sem custos ambientais, obtiveram-se valores iguais a 55,51 €/MWh para uma taxa de desconto de 5% e 77,72 €/MWh para uma taxa de desconto de 10%, na produção de electricidade a partir de um parque eólico. Numa central de ciclo combinado a gás natural os valores foram de 32,09 €/MWh e 34,68 €/MWh para taxas de desconto de 5% e 10%, respectivamente. As diferenças verificadas entre os dois sistemas devem-se, essencialmente, ao elevado custo de investimento de um parque eólico e ao baixo factor de carga da tecnologia eólica quando comparado com o que é possível atingir numa CCGN.

Quando são considerados os custos ambientais, os custos de produção de energia a partir de um parque eólico aproximam-se dos da tecnologia a gás, chegando a atingir valores mais baixos para estimativas altas, isto é, quando se considera um período de tempo superior dos efeitos das emissões atmosféricas. Mesmo incluindo os custos ambientais, na energia eólica são os custos de

investimento que mais contribuem para o valor total. Na CCGN grande parte dos custos resulta do consumo de gás, mas para estimativas altas dos custos ambientais estes apresentam maior peso.

Este cenário obteve-se para valores constantes. Contudo, prevê-se que os custos dos sistemas convencionais aumentem em resultado da delapidação dos recursos, assim como das políticas ambientais (quando considerados custos ambientais). Embora o estudo realizado pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2005) tenha considerado um preço constante para o gás natural nos próximos anos, não parece ser essa a tendência dos últimos anos em Portugal.

Ao mesmo tempo, os sistemas renováveis deverão reduzir os seus custos decorrentes do desenvolvimento e difusão das tecnologias. No exemplo em análise, os custos uniformes das duas tecnologias (sem custos ambientais) aproximavam-se se os custos de investimento reduzissem para metade do valor actual (situação esperada por alguns autores).

No entanto, existem outros entraves à evolução da energia eólica, nomeadamente a dependência em relação à disponibilidade de vento e de unidades de armazenamento para os excedentes de produção. Os baixos factores de carga obrigam à necessidade de sistemas alternativos, o que implica um aumento nos custos totais de produção de electricidade (não considerados neste estudo).

De qualquer modo, é importante que as políticas governamentais dêem importância e incentivem a redução da produção das emissões atmosféricas e incluam os custos decorrentes das mesmas na análise de custos. Se assim for, será mais fácil a expansão das tecnologias renováveis, permitindo o seu desenvolvimento, a consequente redução de custos e a redução dos gases com efeito de estufa, conforme pretendido pelas directrizes comunitárias.

Da análise de sensibilidade verifica-se que o aumento da taxa de desconto provoca um aumento dos custos uniformes de investimento por MWh. Uma vez que os restantes custos foram considerados constantes ao longo do ciclo de vida, o aumento da taxa de desconto e consequente aumento dos custos de investimento por MWh origina um aumento dos custos totais e uma redução do peso dos custos de O&M e de combustível no custo total. Uma vez que uma central de ciclo combinado tem custos de investimento mais baixos que um parque eólico, os efeitos deste parâmetro económico nela são menores.

Quando se aplica uma taxa de crescimento dos custos de operação e manutenção o aumento dos custos totais é menos significativo para taxas de desconto maiores, uma vez que o peso dos custos de O&M vai diminuindo com o aumento da taxa de desconto. Para a energia eólica, o aumento dos custos é independente do factor de carga, mas numa central de CCGN é menor quanto maior for o factor de carga.

A inclusão de taxas de crescimento dos custos de combustível apenas influencia a tecnologia a gás. Dos parâmetros económicos analisados é o que origina maiores efeitos nos custos finais. Os custos de combustível representam uma percentagem elevada dos custos totais, pelo que a variação vai aumentar com o factor de carga.

No entanto, mesmo quando consideradas taxas de crescimento do custo de combustível, que representam a maior parte dos custos de uma central de CCGN, esta apresenta valores totais uniformes (sem custos ambientais) mais baixos que a energia eólica, para as taxas de desconto e factores de carga adoptados.

Os custos totais (sem custos ambientais) de um parque eólico são mais influenciados pelo factor de carga do que o sistema de CCGN. A redução de custos é superior no primeiro caso, atingindo valores de 40% quando o factor de carga é aumentado de 22 para 36% (independentemente da taxa de desconto), enquanto que na tecnologia a gás a diminuição é de 8,1% quando o factor passa de 70% para 90%, numa taxa de desconto igual a 12%.

De um modo geral, são compreensíveis o incentivo e as expectativas em relação à energia eólica. Para além de ser uma fonte de energia renovável, o desenvolvimento esperado e a consequente redução dos custos tornará esta tecnologia economicamente atractiva aos investidores. Se for analisado o ciclo de vida de um parque eólico e incluídos os custos externos poderá tornar-se mais vantajosa em relação às centrais termoeléctricas tradicionais.

O crescimento desta tecnologia em Portugal deverá agravar os custos do sistema energético, mas é fundamental para o cumprimento dos objectivos ao nível de produção de electricidade a partir de FER e contribuir para a redução na emissão de GEE.

Convém referir que neste estudo não foram incluídos os custos de compensação no caso da energia eólica. Devido ao baixo factor de carga e à incerteza em termos de disponibilidade pode ser necessário um sistema de apoio. Também não foram incluídos custos associados aos sistemas de distribuição e transporte, que poderão agravar os custos de produção se, por exemplo, o parque eólico for localizado numa área isolada ou onde não existam meios suficientes.

Estes factores poderão ser analisados em próximos estudos, assim como a comparação dos custos de produção de energia eólica com outras tecnologias tradicionais frequentemente utilizadas e, também, com maiores problemas ambientais ou com outras tecnologias renováveis.

Considerando os compromissos definidos pela UE para a redução das emissões dos GEE será igualmente interessante realizar uma estimativa das quantidades evitadas dos mesmos quando utilizada a energia eólica em substituição dos combustíveis fósseis.

## Referências Bibliográficas

Ackermann, T., Söder, L., 2002. An overview of wind energy-status 2002. Renewable & Sustainable Energy Reviews 3, 67-128.

ADENE/INETI, 2001. Fórum – Energias renováveis em Portugal – Relatório síntese.

BCG, 2004. O caminho para o desenvolvimento sustentado da PRE em Portugal. Setembro de 2004.

Cavallaro, F., Ciralo L., 2005. A multicriteria approach to evaluate wind energy plants on an Italian island. Energy Policy 33, 235-244

Comissão das Comunidades Europeias, 2004. A quota das energias renováveis na EU. COM(2004) 366, 26 de Maio de 2004.

Cormio, C., Dicorato, M., Minoia, A., Trovato, M., 2003. A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints. Renewable & Sustainable Energy Reviews 7, 99-130.

Dale, L., Milborrow, D., Slark, R., Strbac G., 2004. Total cost estimates for large-scale wind scenarios in UK. Energy Policy 32, 1949-1956.

Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro. DRE n.º 33, Série I A.

Decreto-Lei n.º 7/2002, de 25 de Março. DRE n.º 71, Série I A.

DGGE, 2003. Metas indicativas relativas à produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis em Portugal (2002-2012).

DGGE, 2005. 2º Relatório de avaliação da realização das metas indicativas relativas à produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis em Portugal (2004).

DGGE, 2006. Renováveis – estatísticas rápidas – Junho 2006. (www.dge.pt).

Diakoulaki, D., Karangelis, F., 2005. Multi-criteria decision analysis and cost-benefit analysis of alternative scenarios for the power generation sector in Greece. Renewable & Sustainable Energy Reviews (in press).

Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 27 de Setembro. JOCE L283/33.



El-Kordy, M.N., Badr, M.A., Abed, K.A., Ibrahim, Said M.A., 2002. Economical evaluation of electricity generation considering externalities. *Renewable Energy* 25, 317-328.

European Commission, 1997a. ExternE National Implementation Germany. Novembro, 1997.

European Commission, 1997b. ExternE National Implementation Denmark. Dezembro, 1997.

European Commission, 1997c. ExternE National Implementation Spain. Dezembro, 1997.

European Commission, 1998a. The National Implementation in the EU of the ExternE accounting framework – Implementation in Portugal of the ExternE accounting framework. Janeiro, 1998.

European Commission, 1998b. Power generation and the environment – a UK Perspective. Junho, 1998.

European Commission, 1998c. ExternE – Externalities of energy – Methodology Annexes.

European Commission, 2003. External Costs – Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport. Luxembourg, 2003.

European Commission, 2004. Externe – Externalities – Methodology 2005 Update. Luxembourg, 2004.

EVALUE/CEEETA, 2006. Avaliação do estado do cumprimento do Protocolo de Quioto. Versão de 31 de Janeiro de 2006.

EWEA, 2003a. Wind energy – The facts. ([www.ewea.org](http://www.ewea.org)).

EWEA, 2003b. Wind power targets for Europe: 75000 MW by 2010 ([www.ewea.org](http://www.ewea.org)).

EWEA, 2004a. News release de 27 de Setembro de 2004 ([www.ewea.org](http://www.ewea.org)).

EWEA, 2004b. Wind power installed in Europe by the end of 2004 (cumulative) ([www.ewea.org](http://www.ewea.org)).

EWEA, Greenpeace, 2004. Wind Force 12, a blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020 ([www.ewea.org](http://www.ewea.org)).

EWEA, 2005. Wind power installed in Europe by the end of 2005 (cumulative) ([www.ewea.org](http://www.ewea.org)).

EWEA, Greenpeace, 2005. Wind Force 12, a blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020 ([www.ewea.org](http://www.ewea.org)).

EWEA, 2006. News release de 1 de Fevereiro de 2006 ([www.ewea.org](http://www.ewea.org)).

Ferreira, P., Araújo, M., O'Kelly, M.E.J., 2006. An overview of the Portuguese wind power sector. International Transactions in Operational Research, further coming.

GWEC, 2005. Press Release de 4 de Março de 2005 ([www.gwec.net](http://www.gwec.net)).

GWEC, 2006. Press Release de 17 de Fevereiro de 2006 ([www.gwec.net](http://www.gwec.net)).

Hadley, S.W., Short, W., 2001. Electricity sector analysis in the clean energy futures study. Energy Policy 29, 1285-1298.

Hoogwijk, M., Vries, B., Turkenburg, W., 2004. Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy. Energy Economics 26, 889-919.

INEGI, 2004. Parques eólicos em Portugal – Setembro de 2004.

Jäger-Waldau, A., Ossenbrink, H., 2004. Progress of electricity from biomass, wind and photovoltaics in the European Union. Renewable & Sustainable Energy Reviews 8, 157-182.

Jungbluth, N., Bauer, C., Dones, R., Frischknecht, R., 2005. Life cycle assessment for emerging technologies: case studies for photovoltaic and wind power. The International Journal of Life Cycle Assessment (Int.J.LCA) 10 (1) 24-34.

Kaldellis, J.K., 2005. Social attitude towards wind energy applications in Greece. Energy Policy 33, 595-602.

Kannan, R., Leong, K.C., Osman, R., Ho, H.K., Tso, C.P., 2005. Gas fired combined cycle plant in Singapore: energy use, GWP and cost – a life cycle approach. Energy Conversion and Management 46, 2145-2157.

Kennedy, S., 2005. Wind power planning: assessing long-term costs and benefits. Energy Policy 33, 1661-1675.

Kobos, P.H., Erickson, J.D., Drennen, T.E., 2006. Technological learning and renewable energy costs: implications for US renewable energy policy. Energy Policy 34, 1645-1658.

Nuclear Energy Agency, International Energy Agency, Organization for Economic Co-Operation and Development, 2005. Projected costs of generating electricity: 2005 update

OCDE/IEA, 2004. Energy policies of IEA countries, Portugal – 2004 Review.

Portaria n.º 399/2002, de 18 de Abril. DRE n.º 91, Série I B.

Poullikkas, A., 2006. Implementation of distributed generation technologies in isolated power system. Renewable & Sustainable Energy Reviews (in press).

REN, 2002. Síntese técnica 2002 ([www.ren.pt](http://www.ren.pt)).

REN, 2003 Síntese técnica 2003 ([www.ren.pt](http://www.ren.pt)).

REN, 2004a. Dados técnicos 2004 ([www.ren.pt](http://www.ren.pt)).

REN, 2004b. Relatório técnico 2001-2003 ([www.ren.pt](http://www.ren.pt)).

REN, 2005a. Dados técnicos 2005 ([www.ren.pt](http://www.ren.pt)).

REN, 2005b. Plano de investimentos da rede nacional de transporte 2006-2011. Volume 1. Novembro de 2005 ([www.ren.pt](http://www.ren.pt)).

Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril. DRE n.º 98, Série I B.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 119/2004, de 31 de Julho. DRE n.º 179, Série I B.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro. DRE n.º 204, Série I B.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto. DRE n.º 162, Série I.

Santos, R., Marinho, S., Antunes, P., 2001. Estudo sobre sector eléctrico e ambiente – 2º Relatório – Avaliação económica dos impactes ambientais do sector eléctrico, para Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE), Centro de Economia Ecológica e Gestão do Ambiente. Lisboa, 2001.

Schleisner, L., 2000. Life cycle assessment of a wind farm and related externalities. Renewable Energy 20, 279-288.

Sevilgen, S.H., Erdem, H.H., Akkaya, B.C.A.V., Dağdaş, A., 2005. Effect of economic parameters on power generation expansion planning. Energy Conversion & Management 46, 1780-1789.

Terrados, J., Almonacid, G., Hontoria, L., 2005. Regional energy planning through SWOT analysis and strategic planning tools. Impact on renewable development. Renewable & Sustainable Energy Reviews, In Press, Corrected Proof

Wolsink, M., 2006. Wind power implementation: The nature of public attitudes: Equity and fairness instead of “backyard motives”. Renewable & Sustainable Energy Reviews (in press).

***Sites consultados:***

<http://www.ren.pt>

<http://www.dge.pt>

<http://www.edp.pt>

<http://www.erse.pt>

<http://www.retscreen.net>

<http://www.ewea.org>

<http://www.gwec.net>

<http://www.externe.info>

<http://www.imf.org>

<http://www.iambiente.pt>

<http://epp.eurostat.ec.europa.eu>

<http://pt.wikipedia.org>

[http://www.portugal.gov.pt/Portal/PT/Governos/Governos\\_Constitucionais/GC17/Ministerios/MEI/Comunicacao/Intervencoes/20060221\\_MEI\\_Int\\_SEAll\\_Energias\\_Renovaveis.htm](http://www.portugal.gov.pt/Portal/PT/Governos/Governos_Constitucionais/GC17/Ministerios/MEI/Comunicacao/Intervencoes/20060221_MEI_Int_SEAll_Energias_Renovaveis.htm)

<http://www.projectoconsolidar.org/templates/artigos.asp?ida=9787&idc=6633&bLink=1>

Anexos

---

## ANEXO 1. Sector eólico em Portugal

**Tabela A.1.** Evolução da potência total eólica instalada e respectiva produção eléctrica (Fonte: DGGE, 2006).

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Totalidade dos parques							
Potência total instalada (MW)	51	76	114	175	253	537	1043
Produção (GWh)	108	154	239	341	468	787	1725
Parques com potência instalada estabilizada							
Potência total instalada (MW)	42	51	71	111	183	266	468
Produção (GWh)	98	114	177	271	420	594	1105

Obs: Estes valores são ligeiramente diferentes de bibliografia para bibliografia.

**Tabela A.2.** Distribuição da potência eólica instalada e produção eléctrica por distrito, em 2004 e 2005 (Fonte: DGGE, 2006).

Distrito	Potência (MW)		Produção (GWh)	
	2004	2005	2004	2005
Aveiro	5	6	9	10
Beja	0	0	0	0
Braga	26	107	22	166
Bragança	6	6	4	17
Castelo Branco	13	33	19	65
Coimbra	60	191	82	202
Évora	0	0	0	0
Faro	22	23	45	45
Guarda	12	12	5	25
Leiria	10	56	1	97
Lisboa	68	125	65	218
Portalegre	0	0	0	0
Porto	15	24	4	43
Santarém	31	103	25	120
Setúbal	2	19	2	21
Viana do Castelo	35	52	5	90
Vila Real	135	151	297	334
Viseu	98	136	201	275
Total Continental	537	1043	787	1729

## ANEXO 2. Sector eólico mundial

**Obs.:** Os valores de potências instalada/acumulada poderão variar ligeiramente conforme a bibliografia utilizada.

**Tabela A.3.** Valores da potência instalada e acumulada para produção de electricidade a partir da energia eólica no Mundo, ao longo dos anos. (Fonte: EWEA, Greenpeace, 2004; EWEA, Greenpeace, 2005).

Ano	Potência Instalada no Mundo (MW)	Taxa Crescim. (%)	Potência Acumulada no Mundo (MW)	Taxa Crescim. (%)
1998	2 597	--	10 153	--
1999	3 922	51%	13 932	37%
2000	4 495	15%	18 449	32%
2001	6 824	52%	24 927	35%
2002	7 227	6%	32 037	29%
2003	8 344	15%	40 301	26%
2004	8 154	-2,3%	47 912	19%
<b>Média Cresc.</b>	--	<b>23%</b>	--	<b>30%</b>

**Nota:** o valor acumulado pode não ser exactamente igual à soma do valor do ano anterior com o instalado no ano em questão pois alguns parques foram desactivados.

**Tabela A.4.** Valores da potência instalada e acumulada para produção de electricidade a partir da energia eólica na U.E. - 25, ao longo dos anos. Até ao ano de 2003 os valores da U.E. referem-se, apenas, aos 15 países que a integravam. (Fonte: EWEA, 2006).

Ano	Potência Instalada na U.E. - 25 (MW)	Potência Acumulada na U.E. - 25 (MW)
1990		439
1991	190	629
1992	215	844
1993	367	1 211
1994	472	1 683
1995	814	2 497
1996	979	3 476
1997	1 277	4 753
1998	1 700	6 453
1999	3 225	9 678
2000	3 209	12 887
2001	4 428	17 315
2002	5 913	23 159*
2003	5 508**	28 598**
2004	5 838**	34 371**
2005	6 183**	40 504**

\*A partir de 2002 o valor acumulado não é exactamente igual à soma do valor do ano anterior com o instalado no ano em questão pois alguns parques foram desactivados.

\*\* Já inclui UE – 25.

**Tabela A.5.** Valores da potência acumulada para produção de electricidade a partir da energia eólica na U.E. – 15, ao longo dos anos. (Fonte: (1) EWEA, 2003b, (2) EWEA, 2004b e (3) EWEA, 2005).

País	1996 (1)	1997 (1)	1998 (1)	1999 (1)	2000 (1)	2001 (1)	2002 (1)	2003 (2)	2004 (3)	2005 (3)
<b>Alemanha</b>	1 552	2 081	2 875	4 442	6 113	8 754	12 001	14 609	16 629	18 428
<b>Áustria</b>	10	20	30	34	77	94	139	415	606	819
<b>Bélgica</b>	4	4	6	6	13	31	44	68	96	167
<b>Dinamarca</b>	842	1 129	1 443	1 771	2 417	2 489	2 880	3 115	3 118	3 122
<b>Espanha</b>	249	512	834	1 812	2 235	3 337	4 830	6 203	8 263	10 027
<b>Finlândia</b>	7	12	17	39	39	39	41	52	82	82
<b>França</b>	6	10	19	25	66	78	145	253	390	757
<b>Grécia</b>	29	29	39	112	189	272	276	375	473	573
<b>Holanda</b>	299	319	361	433	446	493	688	910	1 079	1 219
<b>Irlanda*</b>	11	53	73	74	118	125	137	191	339	496
<b>Itália</b>	70	103	180	277	427	697	785	904	1 265	1 717
<b>Luxemburgo</b>	2	2	9	10	10	15	16	22	35	35
<b>Portugal</b>	19	38	60	61	100	125	194	296	522	1 022
<b>Reino Unido</b>	273	319	333	362	406	474	552	648	907	1 353
<b>Suécia</b>	103	122	174	220	231	290	328	399	442	500
<b>UE - 15</b>	<b>3 476</b>	<b>4 753</b>	<b>6 453</b>	<b>9 678</b>	<b>12 887</b>	<b>17 313</b>	<b>23 056</b>	<b>28 460</b>	<b>34 246</b>	<b>40 317</b>

\* Não inclui Dezembro de 2005

**Tabela A.6.** Valores da potência para produção de electricidade a partir da energia eólica nos dez principais mercados, ao longo de 2001 a 2004. (Fonte: GWEC, EWEA, Greenpeace, 2005).

País	Total 2001 (MW)	%	Total 2002 (MW)	%	Total 2003 (MW)	%	Total 2004 (MW)	%
<b>Alemanha</b>	8 734	35,04	11 968	37,36	14 612	36,26	16 649	34,75
<b>Espanha</b>	3 550	14,24	5 043	15,74	6 420	15,93	8 263	14,09
<b>EUA</b>	4 245	17,03	4 674	14,59	6 361	15,78	6 750	17,25
<b>Dinamarca</b>	2 456	9,85	2 880	8,99	3 076	7,63	3 083	6,43
<b>Índia</b>	1 456	5,84	1 702	5,31	2 125	5,27	3 000	6,26
<b>Itália</b>	700	2,81	806	2,52	922	2,29	1 261	2,63
<b>Holanda</b>	523	2,10	727	2,27	938	2,33	1 081	1,86
<b>Japão</b>	357	1,43	486	1,52	761	1,89	991	2,26
<b>Reino Unido</b>	525	2,11	570	1,78	759	1,88	889	1,60
<b>China</b>	406	1,63	473	1,48	571	1,41	769	2,07
<b>Outros</b>	1 975	7,92	2 708	8,45	3 756	9,32	5 177	10,80
<b>Total "Top 10"</b>	<b>22 952</b>	<b>92,08</b>	<b>29 329</b>	<b>91,55</b>	<b>36 545</b>	<b>90,68</b>	<b>42 735</b>	<b>89,19</b>
<b>Total no Mundo</b>	<b>24 927</b>	<b>100</b>	<b>32 037</b>	<b>100</b>	<b>40 301</b>	<b>100</b>	<b>47 912</b>	<b>100</b>



**Tabela A.7.** Valores da potência total para produção de electricidade a partir da energia eólica nos dez principais mercados, ao longo de 2004 e 2005. (Fonte: GWEC).

País	Total 2004 (MW)	%	Total 2005 (MW)	%
Alemanha	16 629	35,1	18 428	31,2
Espanha	8 263	17,5	10 027	17,0
EUA	6 740	14,2	9 149	15,5
Índia	3 000	6,3	4 430	7,5
Dinamarca	3 117	6,6	3 122	5,3
Itália	1 125	2,4	1 717	2,9
Reino Unido	888	1,9	1 353	2,3
China	764	1,6	1 260	2,1
Holanda	1 078	2,3	1 219	2,1
Japão	874	1,8	1 078	1,8
Outros	4 840	10,2	7 368	12,5
<b>Total "Top 10"</b>	<b>42 478</b>	<b>89,8</b>	<b>51 783</b>	<b>87,5</b>
<b>Total no Mundo</b>	<b>47 318</b>	<b>100</b>	<b>59 151</b>	<b>100</b>

**Tabela A.8.** Valores da potência instalada para a produção de electricidade a partir da energia eólica nos dez principais mercados, em 2005. (Fonte: GWEC).

País	Instal. 2005 (MW)	%
EUA	2 431	21,1
Alemanha	1 808	15,7
Espanha	1 764	15,3
Índia	1 430	12,4
Portugal	500	4,3
China	498	4,3
Itália	452	3,9
Reino Unido	446	3,9
França	367	3,2
Austrália	328	2,8
Outros	1 507	13,1
<b>Total "Top 10"</b>	<b>10 024</b>	<b>86,9</b>
<b>Total no Mundo</b>	<b>11 531</b>	<b>100</b>

**Tabela A.9.** Valores da potência instalada e acumulada para produção de electricidade a partir da energia eólica em vários países, ao longo de 2004 e 2005. (Fonte: GWEC).

País	Total 2004 (MW)	Instal. 2005 (MW)	Total 2005 (MW)
<b>África e Médio Oriente</b>			
Egipto	145	0	145
Marrocos	54	10	64
Tunísia	20	0	20
Outros (1)	33	2	35
<b>Ásia</b>			
Índia	3 000	1 430	4 430
China	764	498	1 260
Japão	936	142	1 078
Coreia do Sul	69	29	98
Taiwan	13	74	87
Filipinas	0	25	25
Outros (2)	3	2	5
<b>Europa</b>			
UE-25 (3)	34 371	6 183	40 504
EFTA (4)	169	110	279
Ucrânia	72	10	81
UE países acesso (5)	28	8	28
Outros (6)	7	5	12
<b>América Latina e Caribe</b>			
Costa Rica	71	0	71
Caribe	55	0	55
Brasil	29	0	29
Argentina	26	1	27
Colômbia	20	0	20
Outros (7)	6	5	11
<b>América do Norte</b>			
EUA	6 725	2 431	9 149
Canadá	444	239	683
<b>Região do Pacífico</b>			
Austrália	380	328	708
Nova Zelândia	169	0	169
Ilhas do Pacífico	12	0	12

(1) Cabo Verde, Irão, Israel, Jordânia, Nigéria, África do Sul; (2) Bangladesh, Indonésia, Sri Lanka; (3) Áustria, Bélgica, Chipre, República Checa, Dinamarca, Estónia, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Irlanda, Itália, Letónia, Lituânia, Luxemburgo, Malta, Holanda, Polónia, Portugal, Eslováquia, Eslovénia, Espanha, Suécia, Reino Unido; (4) Islândia, Liechtenstein, Noruega, Suíça; (5) Bulgária, Croácia, Roménia, Turquia; Ilhas Faroe, Rússia; (7) Chile, Cuba, México

**Tabela A.10.** Valores da projecção da potência anual instalada e potência acumulada para produção de electricidade a partir da energia eólica no Mundo, até 2020. (Fonte: EWEA, Greenpeace, 2004).

Ano	Pot. Instalada (MW)	Crescimento %	Pot. Acumulada (MW)	Crecimento %
2003	8 344	--	40 301	--
2004	10 430	25%	50 731	25,88%
2005	13 038	25%	63 769	25,70%
2006	16 297	25%	80 065	25,56%
2007	20 371	25%	100 436	25,44%
2008	25 464	25%	125 900	25,35%
2009	31 830	25%	157 730	25,28%
2010	39 787	25%	197 517	25,22%
2011	47 745	20%	245 262	24,17%
2012	57 294	20%	302 556	23,36%
2013	68 753	20%	371 309	22,72%
2014	82 503	20%	453 813	22,22%
2015	94 879	15%	548 691	20,91%
2016	109 111	15%	657 802	19,89%
2017	125 477	15%	783 279	19,08%
2018	144 299	15%	927 578	18,42%
2019	158 729	10%	1 086 307	17,11%
2020	158 729	0%	1 245 036	14,61%

### ANEXO 3. Taxas de câmbio e inflação

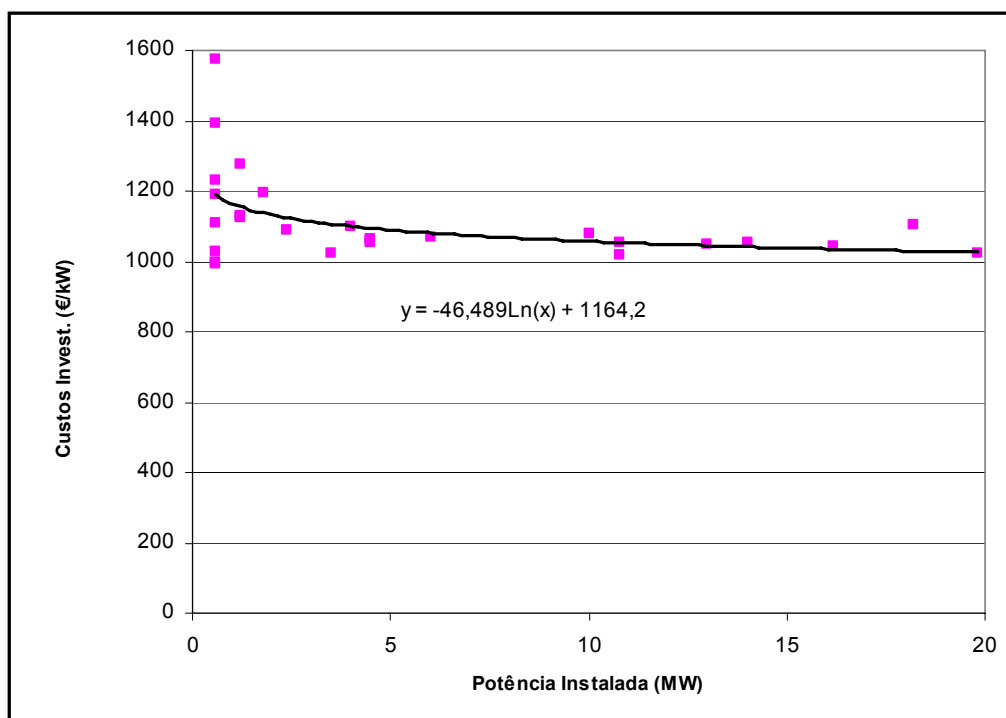
**Tabela A.11.** Valores de taxas de câmbio utilizadas.

Moeda	Ano	Taxa	Fonte
Dólar Americano	Julho/2003	0,8741	IEA, 2005
Dólar Americano	2003	0,8842	FMI
Dólar Americano	2004	0,8045	FMI
Libra Esterlina	2004	0,6785	FMI

**Tabela A.12.** Valores da inflação utilizadas (Fonte: FMI).

Ano	Portugal (%)	UE (%)
1996	2,9	2,2
1997	1,9	1,6
1998	2,2	1,1
1999	2,2	1,1
2000	2,8	2,1
2001	4,4	2,3
2002	3,7	2,3
2003	3,3	2,1
2004	2,5	2,1

#### ANEXO 4. Custos de Investimento e de O&M para Parques Eólicos segundo dados da DGGE



**Figura A.1.** Custos de investimentos (€/kW), em parques eólicos, conforme capacidade instalada (MW) e respectiva linha de tendência (valores de 2001).

Pelos dados fornecidos obteve-se a seguinte linha de tendência:

$$C. \text{ Inv.} = -46,489 \ln (P. \text{ Inst.}) + 1164,2$$

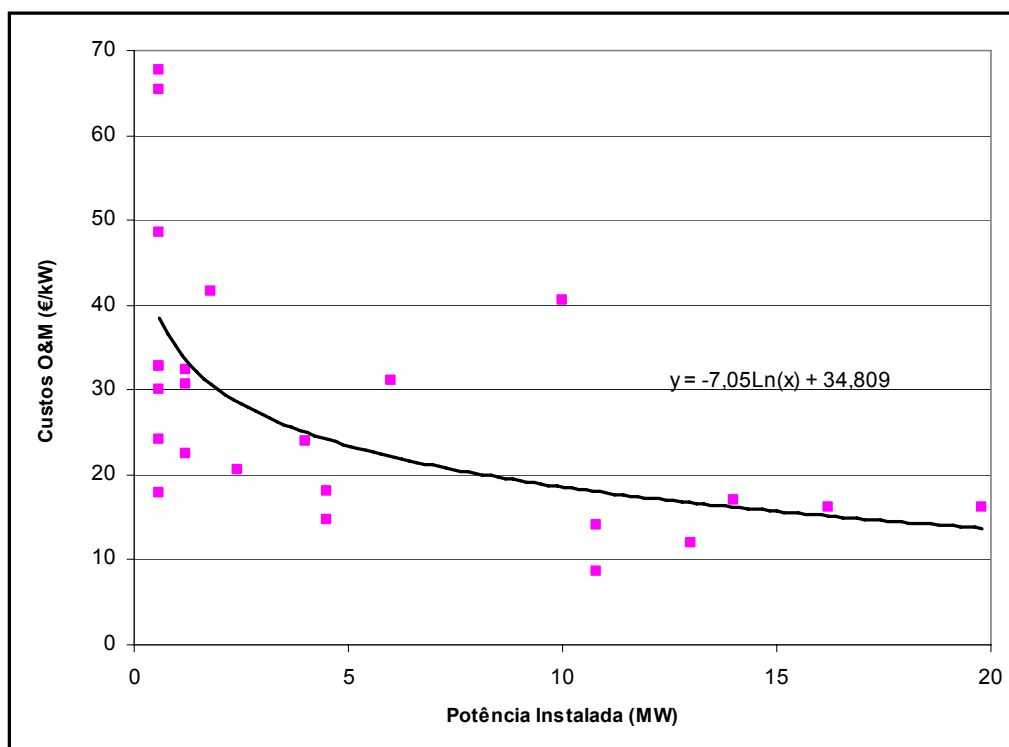
C. Inv. – custos de investimento (€/kW)

P. Inst. – potência instalada (MW)

Atribuindo valores à potência instalada pode-se estimar os respectivos custos de investimento (valores de 2001) e respectivas actualizações pela inflação para Portugal (tabela A.12):

**Tabela A.13.** Custos de investimentos (€/kW) estimados pela linha de tendência.

Potência Instalada (MW)	C. Invest. (€/kW) (2001)	C. Invest. (€/kW) (2002)	C. Invest. (€/kW) (2003)
0,5	1196,42	1240,69	1281,63
1	1164,20	1207,28	1247,12
2	1131,98	1173,86	1212,60
5	1089,38	1129,69	1166,97
10	1057,16	1096,27	1132,45
15	1038,31	1076,72	1112,25
20	1024,93	1062,85	1097,93
25	1014,56	1052,10	1086,82



**Figura A.2.** Custos de operação e manutenção (€/kW), em parques eólicos, conforme capacidade instalada (MW) e respectiva linha de tendência (valores de 2001).

Pelos dados fornecidos obteve-se a seguinte linha de tendência:

$$C. O \& M = -7,05 \ln (P. Inst.) + 34,809$$

C. O&M – custos de operação e manutenção (€/kW)

P. Inst. – potência instalada (MW)

Atribuindo valores à potência instalada pode-se estimar os respectivos custos de O&M (valores de 2001) e respectivas actualizações pela inflação para Portugal (tabela A.12):

**Tabela A.14.** Custos de O&M (€/kW) estimados pela linha de tendência.

Potência Instalada (MW)	C. O&M (€/kW) (2001)	C. O&M (€/kW) (2002)	C. O&M (€/kW) (2003)
0,5	39,70	41,16	42,52
1	34,81	36,10	37,29
2	29,92	31,03	32,05
5	23,46	24,33	25,13
10	18,58	19,26	19,90
15	15,71	16,30	16,84
20	13,69	14,20	14,66
25	12,12	12,56	12,98

## ANEXO 5. Custo do gás natural

**Tabela A.15.** Dados para conversão do preço do combustível de \$/GJ para €/MWh.

Parâmetro	Valor	Fonte
Preço do gás	4,42 \$/GJ	IEA, 2005
Taxa de câmbio (Jul/2003)	1 \$ = 0,8741 €	IEA, 2005
Energia eléctrica	1 MWh = 3,6E9 J	Sistema Internacional

Assim, obtém-se:

Preço do gás (\$/MWh) = 4,42 \$/GJ x 1 GJ/1E9 J x 3,6E9 J/MWh = 15,912 \$/MWh

Preço do gás (€/MWh) = 15,912 \$/MWh x 0,8741 €/€ = **13,909 €/MWh**

Ou

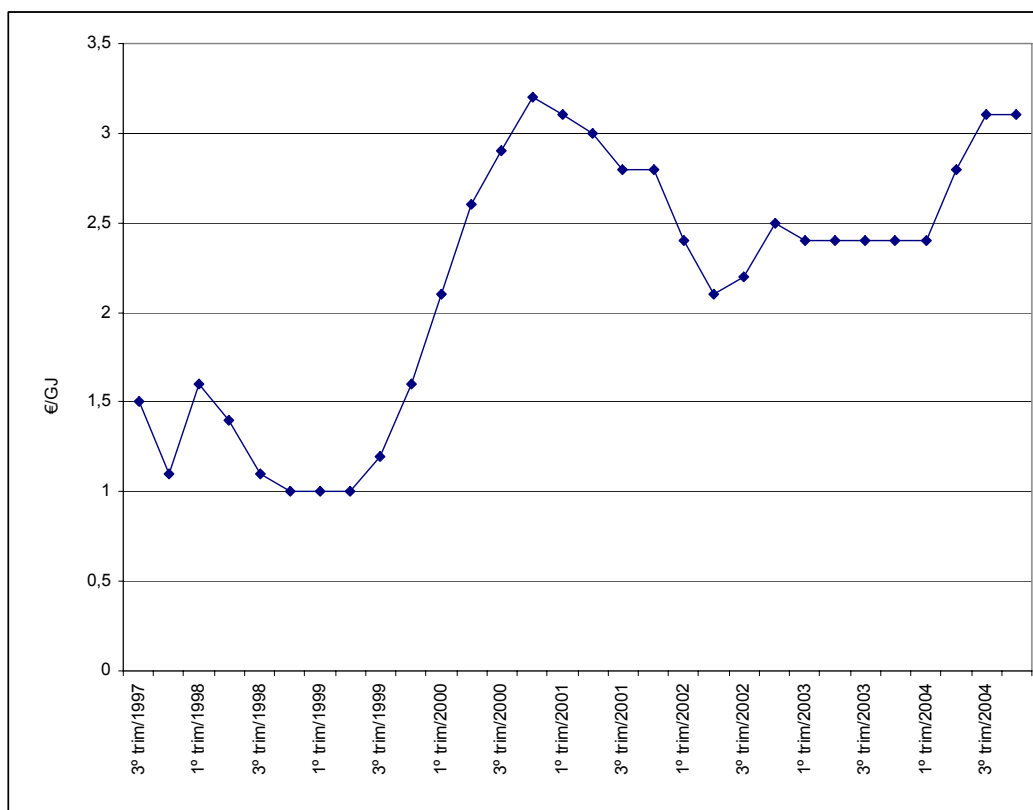
Preço do gás (€/GJ) = 4,42 \$/GJ x 0,8741 €/€ = 3,8635 €/GJ

Preço do gás (\$/MWh) = 3,8635 €/GJ x 1 GJ/1E9 J x 3,6E9 J/MWh = **13,909 €/MWh**

**Tabela A.16.** Preço médio FOB (Free on Board) do gás natural importado da Argélia pela Transgás (Fonte: ERSE).

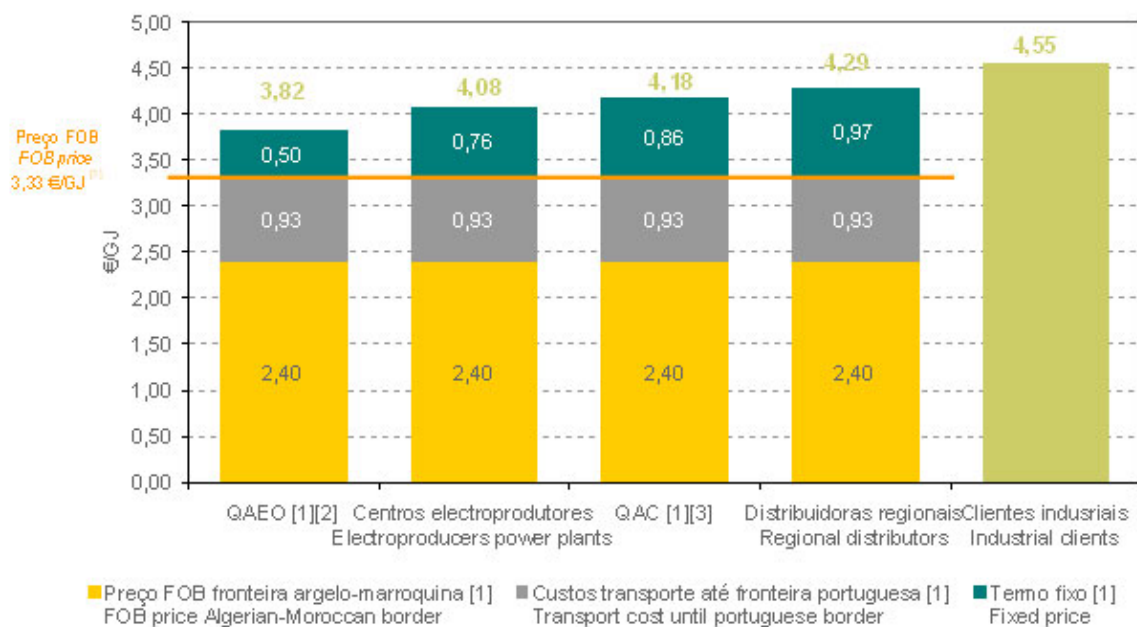
Trimestre/Ano	€/GJ	Trimestre/Ano	€/GJ	Trimestre/Ano	€/GJ
3º trim/1997	1,5	1º trim/2000	2,1	3º trim/2002	2,2
4º trim/1997	1,1	2º trim/2000	2,6	4º trim/2002	2,5
1º trim/1998	1,6	3º trim/2000	2,9	1º trim/2003	2,4
2º trim/1998	1,4	4º trim/2000	3,2	2º trim/2003	2,4
3º trim/1998	1,1	1º trim/2001	3,1	3º trim/2003	2,4
4º trim/1998	1,0	2º trim/2001	3,0	4º trim/2003	2,4
1º trim/1999	1,0	3º trim/2001	2,8	1º trim/2004	2,4
2º trim/1999	1,0	4º trim/2001	2,8	2º trim/2004	2,8
3º trim/1999	1,2	1º trim/2002	2,4	3º trim/2004	3,1
4º trim/1999	1,6	2º trim/2002	2,1	4º trim/2004	3,1

Obs.: A forma de cálculo FOB significa que o fornecedor apenas entrega a mercadoria a bordo e a partir desse momento já é da responsabilidade do cliente.



**Figura A.3.** Evolução do custo do gás ao longo do ano.

**Figura A.4.** Preço médio do gás natural vendido pela Transgás em 2003.



Notas - Notes:

<sup>[1]</sup> Estimativas ERSE / ERSE estimated data

<sup>[2]</sup> QAO - Quantidade anual de excedentes obrigatórios / Annual amount of obligatory surpluses

<sup>[3]</sup> QAC - Quantidade anual contratual / Contractual annual amount

Fonte - Source: Transgás



## ANEXO 6. Custos ambientais

No programa *ExternE* a avaliação é feita com valores base de 1995, em ECU/kWh, e consideram uma taxa de conversão igual a 1 ECU ≈ US \$ 1,25.

Os danos são calculados para quatro estimativas do valor monetário do CO<sub>2</sub> (European Commission, 1998c). As estimativas médias referem-se a um caso base para taxas de desconto de 1 e 3%. O valor mais baixo corresponde a uma taxa de desconto de 5% (com um intervalo de confiança de 95%) e o mais elevado a uma taxa de desconto de 1% (com um intervalo de confiança de 95%). Por outro lado, a gama alta corresponde, ainda, a efeitos das emissões atmosféricas por um período de tempo superior ao das gamas média e baixa.

**Tabela A.17.** Valores monetários do CO<sub>2</sub>.

Gama	ECU/t CO <sub>2</sub> (1995)	\$/t CO <sub>2</sub> (1995)
Baixa	3,8	4,75
Média 3%	18	22,5
Média 1%	46	57,5
Alta	139	173,75

Estes valores foram actualizados para custos de 2003 utilizando as taxas de inflação da UE apresentadas na tabela A.12.

**Tabela A.18.** Conversão dos custos de CO<sub>2</sub>.

Gama	Custos CO <sub>2</sub> (1995)		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
	ECU/tCO <sub>2</sub>	\$/tCO <sub>2</sub>	euro/tCO <sub>2</sub>	euro/tCO <sub>2</sub>	euro/tCO <sub>2</sub>	euro/tCO <sub>2</sub>	euro/tCO <sub>2</sub>	euro/tCO <sub>2</sub>	euro/tCO <sub>2</sub>	euro/tCO <sub>2</sub>
Baixa	3,8	4,75	3,8836	3,9457	3,9891	4,0330	4,1177	4,2124	4,3093	4,3998
Média 3%	18	22,5	18,3960	18,6903	18,8959	19,1038	19,5050	19,9536	20,4125	20,8412
Média 1%	46	57,5	47,0120	47,7642	48,2896	48,8208	49,8460	50,9925	52,1653	53,2608
Alta	139	173,75	142,0580	144,3309	145,9186	147,5237	150,6217	154,0860	157,6299	160,9402

Depois de determinadas as emissões para cada uma das centrais eólicas em estudo (Dinamarca, Reino Unido, Alemanha e Espanha) e centrais de ciclo combinado (Portugal) foram calculados os custos derivados dos gases com efeitos de estufa. Estes valores foram actualizados para valores de 2003, da mesma forma que os valores monetários do CO<sub>2</sub>.

**Tabela A.19.** Custos ambientais para o ciclo de vida de um parque eólico, para o Reino Unido.

Custos	em 1995		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2003
	mECU/kWh	m\$/kWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh
Baixa	0,03	0,0375	0,0307	0,0312	0,0315	0,0318	0,0325	0,0333	0,0340	0,0347	0,03
Média 3%	0,14	0,1750	0,1431	0,1454	0,1470	0,1486	0,1517	0,1552	0,1588	0,1621	0,16
Média 1%	0,35	0,4375	0,3577	0,3634	0,3674	0,3715	0,3793	0,3880	0,3969	0,4052	0,41
Alta	1,05	1,3125	1,0731	1,0903	1,1023	1,1144	1,1378	1,1640	1,1907	1,2157	1,22

**Tabela A.20.** Custos ambientais para o ciclo de vida de um parque eólico, para a Dinamarca.

Custos	em 1995		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2003
	mECU/kWh	m\$/kWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh
Baixa	0,06	0,075	0,0613	0,0623	0,0630	0,0637	0,0650	0,0665	0,0680	0,0695	0,07
Média 3%	0,26	0,325	0,2657	0,2700	0,2729	0,2759	0,2817	0,2882	0,2948	0,3010	0,30
Média 1%	0,67	0,8375	0,6847	0,6957	0,7033	0,7111	0,7260	0,7427	0,7598	0,7758	0,78
Alta	2,02	2,525	2,0644	2,0975	2,1205	2,1439	2,1889	2,2392	2,2907	2,3388	2,34

**Tabela A.21.** Custos ambientais para o ciclo de vida de um parque eólico, para a Espanha.

Custos	em 1995		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2003
	mECU/kWh	m\$/kWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh
Baixa	0,02	0,025	0,0204	0,0208	0,0210	0,0212	0,0217	0,0222	0,0227	0,0232	0,02
Média 3%	0,093	0,11625	0,0950	0,0966	0,0976	0,0987	0,1008	0,1031	0,1055	0,1077	0,11
Média 1%	0,24	0,3	0,2453	0,2492	0,2519	0,2547	0,2601	0,2660	0,2722	0,2779	0,28
Alta	0,72	0,9	0,7358	0,7476	0,7558	0,7642	0,7802	0,7981	0,8165	0,8336	0,83

**Tabela A.22.** Custos ambientais para o ciclo de vida de um parque eólico, para a Alemanha.

Custos	em 1995		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2003
	mECU/kWh	m\$/kWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh
Baixa	0,026	0,0325	0,0266	0,0270	0,0273	0,0276	0,0282	0,0288	0,0295	0,0301	0,03
Média 3%	0,12	0,15	0,1226	0,1246	0,1260	0,1274	0,1300	0,1330	0,1361	0,1389	0,14
Média 1%	0,3	0,375	0,3066	0,3115	0,3149	0,3184	0,3251	0,3326	0,3402	0,3474	0,35
Alta	1	1,25	1,0220	1,0384	1,0498	1,0613	1,0836	1,1085	1,1340	1,1578	1,16

**Tabela A.23.** Custos ambientais para o ciclo de ciclo combinado, para Portugal.

Custos	em 1995		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2003
	mECU/kWh	m\$/kWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh	euros/MWh
Baixa	1,6	2	1,6352	1,6614	1,6796	1,6981	1,7338	1,7737	1,8144	1,8525	1,85
Média 3%	7,8	9,75	7,9716	8,0991	8,1882	8,2783	8,4522	8,6466	8,8454	9,0312	9,03
Média 1%	19,9	24,875	20,3378	20,6632	20,8905	21,1203	21,5638	22,0598	22,5672	23,0411	23,04
Alta	60,1	75,125	61,4222	62,4050	63,0914	63,7854	65,1249	66,6228	68,1551	69,5864	69,59

## ANEXO 7. Factor de carga

Tabela A.24. Caracterização das horas de produção equivalente.

Ano	Totalidade dos parques		Parques com potência estabilizada	
	Horas Prod. Equiv. (h)	Factor Carga (%)	Horas Prod. Equiv. (h)	Factor Carga (%)
1999	2128	24,3	2312	26,4
2000	2029	23,2	2228	25,4
2001	2090	23,9	2470	28,2
2002	1956	22,3	2439	27,8
2003	1848	21,1	2299	26,2
2004	1465	16,7	2234	25,5
2005	1654	18,9	2362	27,0
1º Trim/2006	2210	25,2	2035	23,2
<b>Média</b>	<b>1923</b>	<b>21,9</b>	<b>2297</b>	<b>26,2</b>



Figura A.5. Evolução do factor de carga.

**ANEXO 8. Custos uniformes**

O cálculo dos custos uniformes foi efectuado em Excel através a equação já apresentada:

$$EGC = \frac{\sum [ (I_t + M_t + F_t + X_t) (1+r)^{-t} ]}{\sum [ E_t (1+r)^{-t} ]} \quad (\text{eq. 5})$$

Os custos de investimento, O&M e combustível utilizados foram os apresentados na tabela de características das centrais (tabela 61).

Determinaram-se custos uniformes para:

- taxas de desconto de 5, 8, 10 e 12%,
- factores de carga de 22, 26, 28, 32 e 36% para a eólica e 70, 75, 80, 85 e 90% para o gás.



**Tabela A.26.** Custos uniformes de produção a partir da energia eólica a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 26%).

Ano		Taxa de Desconto = 5%			Taxa de Desconto = 8%			Taxa de Desconto = 10%			Taxa de Desconto = 12%		
		Investim. €	O&M Valor Presente	Produção Anual MWh	Investim. €	O&M Valor Presente	Produção Anual MWh	Investim. €	O&M Valor Presente	Produção Anual MWh	Investim. €	O&M Valor Presente	Produção Anual MWh
0	23006400				23006400			23006400			23006400		
1	293200	279238,10	43382,86	45552	293200	271481,48	45552	293200	266545,45	45552	293200	261785,71	45552
2	293200	265941,04	41317,01	45552	293200	251371,74	45552	293200	242314,05	45552	293200	233737,24	45552
3	293200	253277,18	39349,53	45552	293200	232751,61	45552	293200	220285,50	45552	293200	208693,97	45552
4	293200	241216,37	37475,74	45552	293200	215510,75	45552	293200	200259,55	45552	293200	186333,90	45552
5	293200	229729,87	35691,18	45552	293200	199546,99	45552	293200	182054,13	45552	293200	166369,55	45552
6	293200	218790,35	33991,60	45552	293200	184765,73	45552	293200	165503,76	45552	293200	148544,24	45552
7	293200	208371,77	32372,96	45552	293200	171079,38	45552	293200	150457,96	45552	293200	132628,79	45552
8	293200	198449,30	30831,39	45552	293200	158406,84	45552	293200	136779,96	45552	293200	118418,56	45552
9	293200	188999,33	29363,23	45552	293200	146673,00	45552	293200	124345,42	45552	293200	105730,86	45552
10	293200	179999,37	27964,98	45552	293200	135808,33	45552	293200	113041,29	45552	293200	94402,55	45552
11	293200	171427,97	26633,31	45552	293200	125748,45	45552	293200	102764,81	45552	293200	84287,99	45552
12	293200	163264,73	25365,06	45552	293200	116433,75	45552	293200	93422,56	45552	293200	75257,14	45552
13	293200	155490,22	24157,20	45552	293200	107809,03	45552	293200	84929,60	45552	293200	67193,87	45552
14	293200	148085,92	23006,86	45552	293200	99823,18	45552	293200	77208,72	45552	293200	59594,53	45552
15	293200	141034,21	21911,29	45552	293200	92428,87	45552	293200	70189,75	45552	293200	53666,54	45552
16	293200	134318,30	20867,90	45552	293200	85582,29	45552	293200	63808,86	45552	293200	47827,27	45552
17	293200	127922,19	19874,19	45552	293200	79242,86	45552	293200	58008,06	45552	293200	42702,92	45552
18	293200	121830,66	18927,80	45552	293200	73373,02	45552	293200	52734,60	45552	293200	38127,61	45552
19	293200	116029,20	18026,47	45552	293200	67937,98	45552	293200	47940,54	45552	293200	34042,51	45552
20	293200	110504,00	17168,07	45552	293200	62905,53	45552	293200	43582,31	45552	293200	30395,10	45552
Soma		3653920,07	567678,61			2878680,82			2496176,88			2190040,87	
€/MWh	40,53	6,44	51,44	6,44	6,44	59,32	6,44	6,44	67,62	6,44	6,44	6,44	6,44

**Tabela A.27.** Custos uniformes de produção a partir da energia eólica a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 28%).

Capacidade instalada Factor de carga Nº de horas por ano Produção anual		20 MW/e 28 000% 8760 h 49056 MWh/ano		Custos de Investimento Custos anuais de O&M Taxa de desconto Tempo de vida		1150.32 €/KWe 14.66 €/Kwe 5% 20 anos		10% 8% 12%		Taxa de Desconto = 5%				Taxa de Desconto = 8%				Taxa de Desconto = 10%				Taxa de Desconto = 12%											
										Investim.		O&M		Produção Anual		Investim.		O&M		Produção Anual		Investim.		O&M		Produção Anual		Investim.		O&M		Produção Anual	
										€	Valor Presente	€	Valor Presente	MWh	Valor Presente	€	Valor Presente	€	Valor Presente	MWh	Valor Presente	€	Valor Presente	€	Valor Presente	MWh	Valor Presente	€	Valor Presente	MWh	Valor Presente		
Ano		Investim.	€	€	Valor Presente	Produção Anual	MWh	Valor Presente	Investim.	€	€	Valor Presente	Produção Anual	MWh	Valor Presente	Investim.	€	€	Valor Presente	Produção Anual	MWh	Valor Presente	Investim.	€	€	Valor Presente	Produção Anual	MWh	Valor Presente				
0		23006400		23006400		46720.00	49056		293200	279238.10	293200	271481.48	49056	45422.22	293200	266545.45	49056	44596.36	23006400		23006400		293200	26545.45	49056	4056	293200	261785.71	49056	43800.00			
1						44495.24	49056		293200	265941.04	293200	251371.74	49056	42057.61	293200	242314.05	49056	40542.15					293200	220285.50	49056	4056	293200	233737.24	49056	39107.14			
2						42376.42	49056		293200	253277.18	293200	232751.61	49056	38942.23	293200	22085.50	49056	36856.50					293200	208693.97	49056	4056	293200	208693.97	49056	34917.09			
3						40358.49	49056		293200	241216.37	293200	215510.75	49056	36057.62	293200	200259.55	49056	33505.91					293200	200259.55	49056	4056	293200	186333.90	49056	31175.97			
4						38436.66	49056		293200	229729.87	293200	199546.99	49056	33386.69	293200	182054.13	49056	30459.92					293200	182054.13	49056	4056	293200	166369.55	49056	27835.69			
5						36606.34	49056		293200	218790.35	293200	184765.73	49056	30913.60	293200	165503.76	49056	27690.83					293200	165503.76	49056	4056	293200	148544.24	49056	24853.30			
6						34863.18	49056		293200	208371.77	293200	171079.38	49056	28623.70	293200	150457.96	49056	25173.48					293200	150457.96	49056	4056	293200	132628.79	49056	22190.44			
7						33203.03	49056		293200	198449.30	293200	158406.84	49056	26503.43	293200	136779.96	49056	22884.99					293200	136779.96	49056	4056	293200	118418.56	49056	19812.90			
8						31621.93	49056		293200	188999.33	293200	146673.00	49056	24540.21	293200	124345.42	49056	20804.53					293200	124345.42	49056	4056	293200	105730.86	49056	17690.09			
9						30116.13	49056		293200	179999.37	293200	135808.33	49056	22722.42	293200	113041.29	49056	18913.21					293200	113041.29	49056	4056	293200	94402.55	49056	15794.72			
10						28682.03	49056		293200	171427.97	293200	125748.45	49056	21039.28	293200	102764.81	49056	17193.83					293200	102764.81	49056	4056	293200	84287.99	49056	14102.43			
11						27316.22	49056		293200	163264.73	293200	116433.75	49056	19480.81	293200	93422.56	49056	15630.75					293200	93422.56	49056	4056	293200	75257.14	49056	12591.45			
12						26015.44	49056		293200	155490.22	293200	107809.03	49056	18037.79	293200	84929.60	49056	14209.78					293200	84929.60	49056	4056	293200	67193.87	49056	11242.37			
13						24776.61	49056		293200	148085.92	293200	99823.18	49056	16701.66	293200	77208.72	49056	12917.98					293200	77208.72	49056	4056	293200	59994.53	49056	10037.83			
14						23596.77	49056		293200	141034.21	293200	92428.87	49056	15464.50	293200	70189.75	49056	11743.62					293200	70189.75	49056	4056	293200	53566.54	49056	8962.35			
15						22473.12	49056		293200	134318.30	293200	85582.29	49056	14318.98	293200	63808.86	49056	10676.01					293200	63808.86	49056	4056	293200	47827.27	49056	8002.10			
16						21402.97	49056		293200	127922.19	293200	79242.86	49056	13258.31	293200	58008.06	49056	9705.47					293200	58008.06	49056	4056	293200	42702.92	49056	7144.73			
17						20383.78	49056		293200	121830.66	293200	73373.02	49056	12276.22	293200	52734.60	49056	8823.15					293200	52734.60	49056	4056	293200	38127.61	49056	6379.22			
18						19413.12	49056		293200	116029.20	293200	67937.98	49056	11366.87	293200	47940.54	49056	8021.05					293200	47940.54	49056	4056	293200	34042.51	49056	5695.73			
19						18488.69	49056		293200	110504.00	293200	62905.53	49056	10524.88	293200	43582.31	49056	7291.86					293200	43582.31	49056	4056	293200	30395.10	49056	5085.48			
20																																	
Soma						611346.19				3653920.07		2878680.82		481639.04		2496176.88		417641.38					2190040.87					2190040.87		366421.03			
€/MWh		37.63			5.98				47.77		5.98			55.09		5.98				62.79				5.98					5.98				



**Tabela A.28.** Custos uniformes de produção a partir da energia eólica a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 32%).

[illegible]



Tabela A.29. Custos uniformes de produção a partir da energia eólica a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 36%).

Capacidade instalada		20 MW/e		Custos de Investimento		1150,32 €/KWe			
Factor de carga		36,00%		Custos anuais de O&M		14,66 €/KWe			
Nº de horas por ano		8760 h		Taxa de desconto		5%		10%	
Produção anual		63072 MWh/ano		Tempo de vida		20 anos			

**Tabela A.30.** Custos uniformes de produção a partir da CCGN a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 70%).

Capacidade instalada		1200 MWe		Custos de Investimento		490,37 €/KWe					
Factor de carga		70,00%		Custos anuais de O&M		22,50 €/KWe					
Nº de horas por ano		8760 h		Custos de combustível (gás)		13,91 €/MWh		3,8635 €/GJ			
Produção anual total		7358400 MWh/ano		Taxa de desconto		5%		8%		10%	
Eficiência térmica		57%		Tempo de vida		25 anos				12%	

Ano	Taxa de Desconto = 5%					Taxa de Desconto = 8%				
	Investim. €	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente		Investim. €	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente	
0	588444000					588444000				
1	27000000	25714285,71	179552705,68	171002576,84	7358400	27000000	25000000,00	179552705,68	166252505,26	7358400
2	27000000	24489795,92	179552705,68	162859596,99	7358400	27000000	23148148,15	179552705,68	153937504,87	7358400
3	27000000	23323615,16	179552705,68	155104378,09	7358400	27000000	21433470,51	179552705,68	142534726,73	7358400
4	27000000	22212966,82	179552705,68	147718455,32	7358400	27000000	19845806,03	179552705,68	131976598,83	7358400
5	27000000	21155206,49	179552705,68	140684243,16	7358400	27000000	18375746,32	179552705,68	122200554,47	7358400
6	27000000	20147815,71	179552705,68	133984993,49	7358400	27000000	17014579,93	179552705,68	113148661,55	7358400
7	27000000	19188395,91	179552705,68	127604755,70	7358400	27000000	15754240,67	179552705,68	104767279,21	7358400
8	27000000	18274662,77	179552705,68	121528338,77	7358400	27000000	14587259,88	179552705,68	97006740,01	7358400
9	27000000	17404440,74	179552705,68	115741275,02	7358400	27000000	13506722,11	179552705,68	89821055,56	7358400
10	27000000	16575667,85	179552705,68	110229785,73	7358400	27000000	12506224,18	179552705,68	83167644,04	7358400
11	27000000	15786340,81	179552705,68	104980748,31	7358400	27000000	11579837,20	179552705,68	77007077,82	7358400
12	27000000	15034610,29	179552705,68	99981665,06	7358400	27000000	10722071,48	179552705,68	71302849,83	7358400
13	27000000	14318676,47	179552705,68	95220633,39	7358400	27000000	9927843,97	179552705,68	66021157,25	7358400
14	27000000	13636834,73	179552705,68	90686317,51	7358400	27000000	9192448,12	179552705,68	61130701,16	7358400
15	27000000	12987461,65	179552705,68	86367921,44	7358400	27000000	8511526,03	179552705,68	56602501,07	7358400
16	27000000	12369011,09	179552705,68	82255163,28	7358400	27000000	7881042,62	179552705,68	52409723,21	7358400
17	27000000	11780010,57	179552705,68	78338250,74	7358400	27000000	7297261,69	179552705,68	48527521,49	7358400
18	27000000	11219057,68	179552705,68	74607857,85	7358400	27000000	6756723,79	179552705,68	44932890,27	7358400
19	27000000	10684816,84	179552705,68	71055102,71	7358400	27000000	6256225,73	179552705,68	41604528,03	7358400
20	27000000	10176016,04	179552705,68	67671526,39	7358400	27000000	5792801,60	179552705,68	38522711,14	7358400
21	27000000	9691443,85	179552705,68	64449072,76	7358400	27000000	5363705,19	179552705,68	35669176,98	7358400
22	27000000	9229946,52	179552705,68	61380069,29	7358400	27000000	4966393,69	179552705,68	33027015,72	7358400
23	27000000	8790425,26	179552705,68	58457208,85	7358400	27000000	4598512,68	179552705,68	30580570,11	7358400
24	27000000	8371833,58	179552705,68	55673532,24	7358400	27000000	4257882,11	179552705,68	28315342,70	7358400
25	27000000	7973174,84	179552705,68	53022411,65	7358400	27000000	3942483,43	179552705,68	26217909,91	7358400
		380536503,28		2530605880,60	103708881,69		288218957,09		1916684947,23	78549273,11
€/MWh	5,67	3,67		24,40	7,49	3,67		24,40		

Taxa de Desconto = 10%					Taxa de Desconto = 12%				
Investim. €	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente		Investim. €	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente	
588444000					588444000				
27000000	24545454,55	179552705,68	163229732,44	7358400	27000000	24107142,86	179552705,68	160314915,79	7358400
27000000	22314049,59	179552705,68	148390665,85	7358400	27000000	21524234,69	179552705,68	143138317,67	7358400
27000000	20285499,62	179552705,68	134900605,32	7358400	27000000	19218066,69	179552705,68	127802069,35	7358400
27000000	18441363,29	179552705,68	122636913,93	7358400	27000000	17158988,12	179552705,68	114108990,49	7358400
27000000	16764875,72	179552705,68	111488103,57	7358400	27000000	15320525,10	179552705,68	101883027,22	7358400
27000000	15240796,11	179552705,68	101352821,43	7358400	27000000	13679040,27	179552705,68	90966988,59	7358400
27000000	13855269,19	179552705,68	92138928,57	7358400	27000000	12213428,81	179552705,68	81220525,53	7358400
27000000	12595699,27	179552705,68	83762662,34	7358400	27000000	10904847,16	179552705,68	72518326,36	7358400
27000000	11450635,70	179552705,68	76147874,85	7358400	27000000	9736470,67	179552705,68	64748505,68	7358400
27000000	10409668,81	179552705,68	69225340,78	7358400	27000000	8693277,39	179552705,68	57811165,79	7358400
27000000	9463335,29	179552705,68	62932127,98	7358400	27000000	7761854,81	179552705,68	51617112,31	7358400
27000000	8603032,08	179552705,68	57211025,43	7358400	27000000	6930227,51	179552705,68	46086707,42	7358400
27000000	7820938,25	179552705,68	52010023,12	7358400	27000000	6187703,13	179552705,68	41148845,91	7358400
27000000	7109943,87	179552705,68	47281839,20	7358400	27000000	5524734,94	179552705,68	36740040,99	7358400
27000000	6463585,33	179552705,68	42983490,18	7358400	27000000	4932799,05	179552705,68	32803608,03	7358400
27000000	5875986,67	179552705,68	39075900,17	7358400	27000000	4404284,87	179552705,68	29288935,74	7358400
27000000	5341806,06	179552705,68	35523545,61	7358400	27000000	3932397,21	179552705,68	26150835,48	7358400
27000000	4856187,33	179552705,68	32294132,37	7358400	27000000	3511068,93	179552705,68	23348960,25	7358400
27000000	4414715,75	179552705,68	29358302,15	7358400	27000000	3134882,98	179552705,68	20847285,94	7358400
27000000	4013377,96	179552705,68	26689365,59	7358400	27000000	2799002,66	179552705,68	18613648,16	7358400
27000000	3648525,42	179552705,68	24263059,63	7358400	27000000	2499109,52	179552705,68	16619328,71	7358400
27000000	3316841,29	179552705,68	22057326,94	7358400	27000000	2231347,78	179552705,68	14838686,35	7358400
27000000	3015310,26	179552705,68	20052115,40	7358400	27000000	1992274,80	179552705,68	13248827,10	7358400
27000000	2741191,15	179552705,68	18229195,82	7358400	27000000	1778816,79	179552705,68	11829309,91	7358400
27000000	2491991,95	179552705,68	16571996,20	7358400	27000000	1588229,28	179552705,68	10561883,85	7358400
	245080080,49		1629807094,88	66792491,27		211764756,03		1408256848,63	57712954,84
8,81	3,67		24,40	10,20	3,67		24,40		

**Tabela A.31.** Custos uniformes de produção a partir da CCGN a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 75%).

Capacidade instalada	1200 MWe	Custos de Investimento	490,37 €/KWe		
Factor de carga	75,00%	Custos anuais de O&M	22,50 \$/KWe		
Nº de horas por ano	8760 h	Custos de combustível (gás)	13,91 \$/MWh	3,8635 €/GJ	
Produção anual total	7884000 MWh/ano	Taxa de desconto	5%	8%	10%
Eficiência térmica	57%	Tempo de vida	25 anos	12%	

Ano	Taxa de Desconto = 5%					Taxa de Desconto = 8%				
	Investim. €	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente		Investim. €	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente	
0	588444000					588444000				
1	27000000	25714285,71	192377898,95	183217046,62	7884000	27000000	25000000,00	192377898,95	178127684,21	7884000
2	27000000	24489795,92	192377898,95	174492425,35	7884000	27000000	23148148,15	192377898,95	164933040,94	7884000
3	27000000	23323615,16	192377898,95	166183262,24	7884000	27000000	21433470,51	192377898,95	152715778,64	7884000
4	27000000	22212966,82	192377898,95	158269773,56	7884000	27000000	19845806,03	192377898,95	141403498,74	7884000
5	27000000	21155206,49	192377898,95	150733117,68	7884000	27000000	18375746,32	192377898,95	130929165,50	7884000
6	27000000	20147815,71	192377898,95	143555350,17	7884000	27000000	17014579,93	192377898,95	121230708,80	7884000
7	27000000	19188395,91	192377898,95	136719381,11	7884000	27000000	15754240,67	192377898,95	112250656,30	7884000
8	27000000	18274662,77	192377898,95	130208934,39	7884000	27000000	14587259,88	192377898,95	103935792,87	7884000
9	27000000	17404440,74	192377898,95	124008508,94	7884000	27000000	13506722,11	192377898,95	96236845,25	7884000
10	27000000	16575657,85	192377898,95	118103341,85	7884000	27000000	12506224,18	192377898,95	89108190,04	7884000
11	27000000	15766340,81	192377898,95	112479373,19	7884000	27000000	11579837,20	192377898,95	82507583,37	7884000
12	27000000	15034610,29	192377898,95	107123212,56	7884000	27000000	10722071,48	192377898,95	76395910,53	7884000
13	27000000	14318676,47	192377898,95	102022107,20	7884000	27000000	9927843,97	192377898,95	70736954,20	7884000
14	27000000	13636834,73	192377898,95	97163911,62	7884000	27000000	9192448,12	192377898,95	65497179,81	7884000
15	27000000	12987461,65	192377898,95	92537058,69	7884000	27000000	8511526,03	192377898,95	60645536,86	7884000
16	27000000	12369011,09	192377898,95	88130532,08	7884000	27000000	7881042,62	192377898,95	56153274,87	7884000
17	27000000	11780010,57	192377898,95	83933840,08	7884000	27000000	7297261,69	192377898,95	51993773,03	7884000
18	27000000	11219057,68	192377898,95	79936990,55	7884000	27000000	6756723,79	192377898,95	48142382,43	7884000
19	27000000	10684816,84	192377898,95	76130467,19	7884000	27000000	6256225,73	192377898,95	44576280,03	7884000
20	27000000	10176016,04	192377898,95	72505206,85	7884000	27000000	5792801,60	192377898,95	41274333,36	7884000
21	27000000	9691443,85	192377898,95	69052577,95	7884000	27000000	5363705,19	192377898,95	38216975,34	7884000
22	27000000	9229946,52	192377898,95	65764359,96	7884000	27000000	4966393,69	192377898,95	35386088,27	7884000
23	27000000	8790425,26	192377898,95	62632723,77	7884000	27000000	4598512,68	192377898,95	32764896,55	7884000
24	27000000	8371833,58	192377898,95	59650213,11	7884000	27000000	4257882,11	192377898,95	30337867,18	7884000
25	27000000	7973174,84	192377898,95	56809726,77	7884000	27000000	3942483,43	192377898,95	28090617,76	7884000
		380536503,28		2711363443,50	111116658,96		288218957,09		2053591014,89	84159935,47
€/MWh	5,30	3,42		24,40	6,99	3,42		24,40		

Taxa de Desconto = 10%					Taxa de Desconto = 12%				
Investim. €	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente		Investim. €	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente	
588444000					588444000				
27000000	24545454,55	192377898,95	174888999,04	7884000	27000000	24107142,86	192377898,95	171765981,20	7884000
27000000	22314049,59	192377898,95	158989999,13	7884000	27000000	21524234,69	192377898,95	153362483,22	7884000
27000000	20285499,62	192377898,95	144536362,85	7884000	27000000	19218066,69	192377898,95	136930788,59	7884000
27000000	18441363,29	192377898,95	131396693,50	7884000	27000000	17158988,12	192377898,95	122259632,67	7884000
27000000	16764875,72	192377898,95	119451539,54	7884000	27000000	15320525,10	192377898,95	109160386,31	7884000
27000000	15240796,11	192377898,95	108592308,67	7884000	27000000	13679040,27	192377898,95	97464630,63	7884000
27000000	13855269,19	192377898,95	98720280,61	7884000	27000000	12213428,81	192377898,95	87021991,64	7884000
27000000	12595699,27	192377898,95	89745709,65	7884000	27000000	10904847,16	192377898,95	77698206,82	7884000
27000000	11450635,70	192377898,95	81587008,77	7884000	27000000	9736470,67	192377898,95	69373398,95	7884000
27000000	10409668,81	192377898,95	74170007,97	7884000	27000000	8693277,39	192377898,95	61940534,77	7884000
27000000	9463335,29	192377898,95	67427279,98	7884000	27000000	7761854,81	192377898,95	55304048,90	7884000
27000000	8603032,08	192377898,95	61297527,25	7884000	27000000	6930227,51	192377898,95	49378615,09	7884000
27000000	7820938,25	192377898,95	55725024,77	7884000	27000000	6187703,13	192377898,95	44088049,19	7884000
27000000	7109943,87	192377898,95	50659113,43	7884000	27000000	5524734,94	192377898,95	39364329,63	7884000
27000000	6463585,33	192377898,95	46053739,48	7884000	27000000	4932799,05	192377898,95	35146722,89	7884000
27000000	5875986,67	192377898,95	41867035,89	7884000	27000000	4404284,87	192377898,95	31381002,58	7884000
27000000	5341806,06	192377898,95	38060941,72	7884000	27000000	3932397,21	192377898,95	28018752,30	7884000
27000000	4856187,33	192377898,95	34600856,11	7884000	27000000	3511068,93	192377898,95	25016743,13	7884000
27000000	4414715,75	192377898,95	31455323,74	7884000	27000000	3134882,98	192377898,95	22336377,79	7884000
27000000	4013377,96	192377898,95	28595748,85	7884000	27000000	2799002,66	192377898,95	19943194,46	7884000
27000000	3648525,42	192377898,95	25996135,32	7884000	27000000	2499109,52	192377898,95	17806423,62	7884000
27000000	3316841,29	192377898,95	23632850,29	7884000	27000000	2231347,78	192377898,95	15898592,52	7884000
27000000	3015310,26	192377898,95	21484409,35	7884000	27000000	1992274,80	192377898,95	14195171,89	7884000
27000000	2741191,15	192377898,95	19531281,23	7884000	27000000	1778816,79	192377898,95	12674260,62	7884000
27000000	2491991,95	192377898,95	17755710,21	7884000	27000000	1588229,28	192377898,95	11316304,12	7884000
	245080080,49		1746221887,37	71563383,50		211764756,03		1508846623,53	61835308,76
8,22	3,42		24,40	9,52	3,42		24,40		



**Tabela A.32.** Custos uniformes de produção a partir da CCGN a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 80%).

Capacidade instalada	1200 MWe	Custos de Investimento	490,37 €/KWe				
Factor de carga	80,00%	Custos anuais de O&M	22,50 €/KWe				
Nº de horas por ano	8760 h	Custos de combustível (gás)	13,91 €/MWh	3,8635 €/GJ			
Produção anual total	8409600 MWh/ano	Taxa de desconto	5%	8%	10%	12%	
Eficiência térmica	57%	Tempo de vida	25 anos				

Ano	Taxa de Desconto = 5%					Taxa de Desconto = 8%				
	Investim. €	O&M €	Gás €	Produção Anual MWh	Valor Presente	Investim. €	O&M €	Gás €	Produção Anual MWh	Valor Presente
0	588444000					588444000				
1	27000000	25714285,71	205203092,21	195431516,39	8409600	8009142,86	27000000	25000000,00	205203092,21	190002863,16
2	27000000	24489795,92	205203092,21	186125253,71	8409600	7627755,10	27000000	23148148,15	205203092,21	175928577,00
3	27000000	23323615,16	205203092,21	177262146,39	8409600	7264528,67	27000000	21433470,51	205203092,21	162896830,55
4	27000000	22212966,82	205203092,21	168821091,80	8409600	6918598,73	27000000	19845806,03	205203092,21	150830398,66
5	27000000	21155206,49	205203092,21	160781992,19	8409600	6589141,65	27000000	18375746,32	205203092,21	139657776,54
6	27000000	20147815,71	205203092,21	153125706,84	8409600	6275373,00	27000000	17014579,93	205203092,21	129312756,05
7	27000000	19188395,91	205203092,21	145834006,52	8409600	5976545,71	27000000	15754240,67	205203092,21	119734033,38
8	27000000	18274662,77	205203092,21	138889530,02	8409600	5691948,30	27000000	14587259,88	205203092,21	110864845,72
9	27000000	17404440,74	205203092,21	132275742,87	8409600	5420903,14	27000000	13506722,11	205203092,21	102652634,93
10	27000000	16575657,85	205203092,21	125976897,98	8409600	5162764,90	27000000	12506224,18	205203092,21	95048736,05
11	27000000	15786340,81	205203092,21	119977998,07	8409600	4916918,95	27000000	11579837,20	205203092,21	88008088,93
12	27000000	15034610,29	205203092,21	114264760,07	8409600	4682779,95	27000000	10722071,48	205203092,21	81488971,23
13	27000000	14318676,47	205203092,21	108823581,02	8409600	4459790,43	27000000	9927843,97	205203092,21	75452751,14
14	27000000	13636834,73	205203092,21	103641505,73	8409600	4247419,46	27000000	9192448,12	205203092,21	69863658,46
15	27000000	12987461,65	205203092,21	98706195,93	8409600	4045161,39	27000000	8511526,03	205203092,21	64688572,65
16	27000000	12369011,09	205203092,21	94005900,89	8409600	3852534,66	27000000	7881042,62	205203092,21	59896826,53
17	27000000	11780010,57	205203092,21	89529429,42	8409600	3669080,62	27000000	7297261,69	205203092,21	55460024,57
18	27000000	11219057,68	205203092,21	85266123,26	8409600	3494362,50	27000000	6756723,79	205203092,21	51351874,60
19	27000000	10684816,84	205203092,21	81205831,67	8409600	3327964,28	27000000	6256225,73	205203092,21	47548032,03
20	27000000	10176016,04	205203092,21	77338887,31	8409600	3169489,80	27000000	5792801,60	205203092,21	44025955,59
21	27000000	9691443,85	205203092,21	73656083,15	8409600	3018561,71	27000000	5363705,19	205203092,21	40764773,69
22	27000000	9229946,52	205203092,21	70148650,62	8409600	2874820,68	27000000	4966393,69	205203092,21	37745160,83
23	27000000	8790425,26	205203092,21	66808238,68	8409600	2737924,45	27000000	4598512,68	205203092,21	34949222,91
24	27000000	8371833,58	205203092,21	63626893,99	8409600	2607547,10	27000000	4257882,11	205203092,21	32360391,65
25	27000000	7973174,84	205203092,21	60597041,89	8409600	2483378,19	27000000	3942483,43	205203092,21	29963325,61
		380536503,28		2892121006,40		118524436,22		288218957,09		2190497082,55
€/MWh	4,96	3,21		24,40		6,55	3,21		24,40	

Taxa de Desconto = 10%					Taxa de Desconto = 12%					
Investim. €	O&M €	Gás €	Produção Anual MWh	Valor Presente	Investim. €	O&M €	Gás €	Produção Anual MWh	Valor Presente	
588444000					588444000					
27000000	24545454,55	205203092,21	186548265,65	8409600	7645090,91	27000000	24107142,86	205203092,21	183217046,62	
27000000	22314049,59	205203092,21	169589332,41	8409600	6950082,64	27000000	21524234,69	205203092,21	163586648,76	
27000000	20285499,62	205203092,21	154172120,37	8409600	6318256,95	27000000	19218066,69	205203092,21	146059507,83	
27000000	18441363,29	205203092,21	140156473,06	8409600	5743869,95	27000000	17158988,12	205203092,21	130410274,84	
27000000	16764875,72	205203092,21	127414975,51	8409600	5221699,96	27000000	15320525,10	205203092,21	116437745,40	
27000000	15240796,11	205203092,21	115831795,92	8409600	4746999,96	27000000	13679040,27	205203092,21	103962272,68	
27000000	13855269,19	205203092,21	105301632,65	8409600	4315454,51	27000000	12213428,81	205203092,21	92823457,75	
27000000	12595699,27	205203092,21	95728756,96	8409600	3923140,46	27000000	10904847,16	205203092,21	82878087,27	
27000000	11450635,70	205203092,21	87026142,69	8409600	3566491,33	27000000	9736470,67	205203092,21	73998292,21	
27000000	10409668,81	205203092,21	79114675,17	8409600	3242264,85	27000000	8693277,39	205203092,21	66069903,76	
27000000	9463335,29	205203092,21	71922431,97	8409600	2947513,50	27000000	7761854,81	205203092,21	58990985,50	
27000000	8603032,08	205203092,21	65384029,07	8409600	2679557,72	27000000	6930227,51	205203092,21	52670522,77	
27000000	7820938,25	205203092,21	59440026,43	8409600	2435961,57	27000000	6187703,13	205203092,21	47027252,47	
27000000	7109943,87	205203092,21	54036387,66	8409600	2214510,52	27000000	5524734,94	205203092,21	41988618,28	
27000000	6463585,33	205203092,21	49123988,78	8409600	2013191,38	27000000	4932799,05	205203092,21	37489837,75	
27000000	5875986,67	205203092,21	44658171,62	8409600	1830173,98	27000000	4404284,87	205203092,21	33473069,42	
27000000	5341806,06	205203092,21	40598337,84	8409600	1663794,53	27000000	3932397,21	205203092,21	29886669,12	
27000000	4856187,33	205203092,21	36907579,85	8409600	1512540,48	27000000	3511068,93	205203092,21	26684526,00	
27000000	4414715,75	205203092,21	33552345,32	8409600	1375036,80	27000000	3134882,98	205203092,21	23825469,64	
27000000	4013377,96	205203092,21	30502132,11	8409600	1250033,45	27000000	2799002,66	205203092,21	21272740,75	
27000000	3648525,42	205203092,21	27729211,01	8409600	1136394,05	27000000	2499109,52	205203092,21	18993518,53	
27000000	3316841,29	205203092,21	25208373,64	8409600	1033085,50	27000000	2231347,78	205203092,21	16958498,69	
27000000	3015310,26	205203092,21	22916703,31	8409600	939168,64	27000000	1992274,80	205203092,21	15141516,69	
27000000	2741191,15	205203092,21	20833366,65	8409600	853789,67	27000000	1778816,79	205203092,21	13519211,33	
27000000	2491991,95	205203092,21	18939424,22	8409600	776172,43	27000000	1588229,28	205203092,21	12070724,40	
	245080080,49		1862636679,86		76334275,74		211764756,03		1609436398,43	
7,71	3,21		24,40		8,92	3,21		24,40		65957662,68

**Tabela A.33.** Custos uniformes de produção a partir da CCGN a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 85%).

Capacidade instalada	1200 MWe	Custos de Investimento	490,37 €/KWe						
Factor de carga	85,00%	Custos anuais de O&M	22,50 €/KWe						
Nº de horas por ano	8760 h	Custos de combustível (gás)	13,91 €/MWh			3,8635 €/GJ			
Produção anual total	8935200 MWh/ano	Taxa de desconto	5%	8%	10%	12%			
Eficiência térmica	57%	Tempo de vida	25 anos						

Ano	Taxa de Desconto = 5%					Taxa de Desconto = 8%				
	Investim. €	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente		Investim. €	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente	
0	588444000					588444000				
1	27000000	25714285,71	218028285,47	207645986,17	8935200	8509714,29	27000000	25000000,00	218028285,47	201878042,11
2	27000000	24489795,92	218028285,47	197758082,06	8935200	8104489,80	27000000	23148148,15	218028285,47	186924113,06
3	27000000	23323615,16	218028285,47	188341030,54	8935200	7718561,71	27000000	21433470,51	218028285,47	173077882,46
4	27000000	22212966,82	218028285,47	179372410,03	8935200	7351011,15	27000000	19845806,03	218028285,47	160257298,58
5	27000000	21155206,49	218028285,47	170830866,70	8935200	7000963,00	27000000	18375746,32	218028285,47	148386387,57
6	27000000	20147815,71	218028285,47	162696063,52	8935200	6667583,81	27000000	17014579,93	218028285,47	137394803,31
7	27000000	19188395,91	218028285,47	154948631,93	8935200	6350079,82	27000000	15754240,67	218028285,47	127217410,47
8	27000000	18274662,77	218028285,47	147570125,64	8935200	6047695,07	27000000	14587259,88	218028285,47	117793898,58
9	27000000	17404440,74	218028285,47	140542976,80	8935200	5759709,59	27000000	13506722,11	218028285,47	109068424,61
10	27000000	16575657,85	218028285,47	133850454,10	8935200	5485437,70	27000000	12506224,18	218028285,47	100989282,05
11	27000000	15786340,81	218028285,47	127476622,95	8935200	5224226,38	27000000	11579837,20	218028285,47	93508594,49
12	27000000	15034610,29	218028285,47	121406307,57	8935200	4975453,70	27000000	10722071,48	218028285,47	86582031,94
13	27000000	14318676,47	218028285,47	115625054,83	8935200	4738527,33	27000000	9927843,97	218028285,47	80168548,09
14	27000000	13636834,73	218028285,47	110119099,84	8935200	4512863,17	27000000	9192448,12	218028285,47	74230137,12
15	27000000	12987461,85	218028285,47	104875333,18	8935200	4297983,97	27000000	8511526,03	218028285,47	68731608,44
16	27000000	12369011,09	218028285,47	99881269,70	8935200	4093318,07	27000000	7881042,62	218028285,47	63640378,19
17	27000000	11780010,57	218028285,47	95125018,76	8935200	3898398,16	27000000	7297261,69	218028285,47	58926276,10
18	27000000	11219057,68	218028285,47	90595255,96	8935200	3712760,16	27000000	6756723,79	218028285,47	54561366,76
19	27000000	10684816,84	218028285,47	86281196,15	8935200	3535962,05	27000000	6256225,73	218028285,47	50519784,04
20	27000000	10176016,04	218028285,47	82172567,76	8935200	3367582,91	27000000	5792801,60	218028285,47	46777577,81
21	27000000	9691443,85	218028285,47	78259588,35	8935200	3207221,82	27000000	5363705,19	218028285,47	43312572,05
22	27000000	9229946,52	218028285,47	74532941,28	8935200	3054496,97	27000000	4966393,69	218028285,47	40104233,38
23	27000000	8790425,26	218028285,47	70983753,60	8935200	2909044,73	27000000	4598512,68	218028285,47	37133549,42
24	27000000	8371833,58	218028285,47	67603574,86	8935200	2770518,79	27000000	4257882,11	218028285,47	34382916,13
25	27000000	7973174,84	218028285,47	64384357,01	8935200	2638589,33	27000000	3942483,43	218028285,47	31836033,46
		380536503,28		3072878569,30		125932213,49		288218957,09		2327403150,21
€/MWh	4,67	3,02		24,40		6,17		3,02		24,40

Taxa de Desconto = 10%					Taxa de Desconto = 12%						
Investim. €	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente		Investim. €	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente			
588444000					588444000						
27000000	24545454,55	218028285,47	198207532,25	8935200	8122909,09	27000000	24107142,86	218028285,47	194668112,03	8935200	7977857,14
27000000	22314049,59	218028285,47	180188665,68	8935200	7384462,81	27000000	21524234,69	218028285,47	173810814,31	8935200	7123086,73
27000000	20285499,62	218028285,47	163807877,89	8935200	6713148,01	27000000	19218066,69	218028285,47	155188227,06	8935200	6369898,87
27000000	18441363,29	218028285,47	148916252,63	8935200	6102861,83	27000000	17158988,12	218028285,47	138560917,02	8935200	5678481,13
27000000	16764875,72	218028285,47	135378411,48	8935200	5548056,21	27000000	15320525,10	218028285,47	123715104,48	8935200	5070072,44
27000000	15240796,11	218028285,47	123071283,16	8935200	5043687,46	27000000	13679040,27	218028285,47	110459914,72	8935200	4526850,39
27000000	13855269,19	218028285,47	111882984,69	8935200	4585170,42	27000000	12213428,81	218028285,47	98624923,86	8935200	4041830,71
27000000	12595699,27	218028285,47	101711804,27	8935200	4168336,74	27000000	10904847,16	218028285,47	88057967,73	8935200	3608777,42
27000000	11450635,70	218028285,47	92465276,61	8935200	3789397,04	27000000	9736470,67	218028285,47	78623185,47	8935200	3222122,70
27000000	10409668,81	218028285,47	84059342,37	8935200	3444906,40	27000000	8693277,39	218028285,47	70199272,74	8935200	2876895,26
27000000	9463335,29	218028285,47	76417583,97	8935200	3131733,09	27000000	7761854,81	218028285,47	62677922,09	8935200	2568656,49
27000000	8603032,08	218028285,47	69470530,88	8935200	2847030,08	27000000	6930227,51	218028285,47	55962430,44	8935200	2294349,29
27000000	7820938,25	218028285,47	63155028,08	8935200	2588209,17	27000000	6187703,13	218028285,47	49966455,75	8935200	2047717,22
27000000	7109943,87	218028285,47	57413661,89	8935200	2352917,42	27000000	5524734,94	218028285,47	44612906,92	8935200	1828318,95
27000000	6463585,33	218028285,47	52194238,08	8935200	2139015,84	27000000	4932799,05	218028285,47	39832952,61	8935200	1632427,63
27000000	5875986,67	218028285,47	47449307,35	8935200	1944559,85	27000000	4404284,87	218028285,47	35565136,26	8935200	1457524,67
27000000	5341806,06	218028285,47	43135733,95	8935200	1767781,69	27000000	3932397,21	218028285,47	31754585,94	8935200	1301361,32
27000000	4856187,33	218028285,47	39214303,59	8935200	1607074,26	27000000	3511068,93	218028285,47	28352308,88	8935200	1161929,75
27000000	4414715,75	218028285,47	35649366,90	8935200	1460976,60	27000000	3134882,98	218028285,47	25314561,50	8935200	1037437,27
27000000	4013377,96	218028285,47	32408515,36	8935200	1328160,55	27000000	2799002,66	218028285,47	22602287,05	8935200	926283,28
27000000	3648525,42	218028285,47	29462286,70	8935200	1207418,68	27000000	2499109,52	218028285,47	20180613,44	8935200	827038,64
27000000	3316841,29	218028285,47	26783897,00	8935200	1097653,34	27000000	2231347,78	218028285,47	18018404,86	8935200	738427,36
27000000	3016310,26	218028285,47	24348997,27	8935200	997866,68	27000000	1992274,80	218028285,47	16087861,48	8935200	659310,14
27000000	2741191,15	218028285,47	22135452,06	8935200	907151,52	27000000	1778816,79	218028285,47	14364162,03	8935200	588669,77
27000000	2491991,95	218028285,47	20123138,24	8935200	824683,20	27000000	1588229,28	218028285,47	12825144,67	8935200	525598,01
	245080080,49		1979051472,35		81105167,97		211764756,03		1710026173,34		70080016,59
7,26	3,02		24,40		8,40		3,02		24,40		

**Tabela A.34.** Custos uniformes de produção a partir da CCGN a diferentes taxas de desconto (para factor de carga de 90%).

Capacidade instalada		1200 MWe		Custos de Investimento		490,37 €/KWe					
Factor de carga		90,00%		Custos anuais de O&M		22,50 €/KWe					
Nº de horas por ano		8760 h		Custos de combustível (gás)		13,91 €/MWh		3,8635 €/GJ			
Produção anual total		9460800 MWh/ano		Taxa de desconto		5%		8%		10%	
Eficiência térmica		57%		Tempo de vida		25 anos				12%	

Ano	Investim. €	Taxa de Desconto = 5%			Taxa de Desconto = 8%						
		O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente				
0	588444000				588444000						
1		27000000	25714285,71	230853478,74	219860455,94	9460800	9010285,71	27000000	25000000,00	230853478,74	213753221,05
2		27000000	24489795,92	230853478,74	209390910,42	9460800	8581224,49	27000000	23148148,15	230853478,74	197919649,12
3		27000000	23323615,16	230853478,74	199419914,68	9460800	8172594,75	27000000	21433470,51	230853478,74	183258934,37
4		27000000	22212966,82	230853478,74	189923728,27	9460800	7783423,57	27000000	19845806,03	230853478,74	169684198,49
5		27000000	21155206,49	230853478,74	180879741,21	9460800	7412784,36	27000000	18375746,32	230853478,74	157114998,61
6		27000000	20147815,71	230853478,74	172266420,20	9460800	7059794,62	27000000	17014579,93	230853478,74	145476850,56
7		27000000	19188395,91	230853478,74	164063257,33	9460800	6723613,93	27000000	15754240,67	230853478,74	134700787,56
8		27000000	18274662,77	230853478,74	156250721,27	9460800	6403441,84	27000000	14587259,88	230853478,74	124722951,44
9		27000000	17404440,74	230853478,74	148810210,73	9460800	6098516,03	27000000	13506722,11	230853478,74	115484214,30
10		27000000	16575657,85	230853478,74	141724010,22	9460800	5808110,51	27000000	12506224,18	230853478,74	106929828,05
11		27000000	15786340,81	230853478,74	134975247,83	9460800	5531533,82	27000000	11579837,20	230853478,74	99009100,05
12		27000000	15034610,29	230853478,74	128547855,08	9460800	5268127,45	27000000	10722071,48	230853478,74	91675092,64
13		27000000	14318676,47	230853478,74	122426528,64	9460800	5017264,23	27000000	9927843,97	230853478,74	84884345,03
14		27000000	13636834,73	230853478,74	116596993,95	9460800	4778346,89	27000000	9192448,12	230853478,74	78596615,77
15		27000000	12987461,65	230853478,74	111044470,43	9460800	4550806,56	27000000	8511526,03	230853478,74	72774644,23
16		27000000	12369011,09	230853478,74	105756638,50	9460800	4334101,49	27000000	7881042,62	230853478,74	67383929,85
17		27000000	11780010,57	230853478,74	100720608,10	9460800	4127715,70	27000000	7297261,69	230853478,74	62392527,64
18		27000000	11219057,68	230853478,74	95924388,66	9460800	3931157,81	27000000	6756723,79	230853478,74	57770858,92
19		27000000	10684816,84	230853478,74	91356560,63	9460800	3743959,82	27000000	6256225,73	230853478,74	53491536,04
20		27000000	10176016,04	230853478,74	87006248,22	9460800	3565676,02	27000000	5792801,60	230853478,74	49529200,04
21		27000000	9691443,85	230853478,74	82863093,54	9460800	3395881,92	27000000	5363705,19	230853478,74	45860370,40
22		27000000	9229946,52	230853478,74	78917231,95	9460800	3234173,26	27000000	4966393,69	230853478,74	42463305,93
23		27000000	8790425,26	230853478,74	75159268,52	9460800	3080165,01	27000000	4598512,68	230853478,74	39317875,86
24		27000000	8371833,58	230853478,74	71580255,73	9460800	2933490,49	27000000	4257882,11	230853478,74	36405440,61
25		27000000	7973174,84	230853478,74	68171672,13	9460800	2793800,46	27000000	3942483,43	230853478,74	33708741,31
			380536503,28		3253636132,20		133339990,75		288218957,09		2464309217,87
											100991922,56
€/MWh	4,41		2,85		24,40		5,83		2,85		24,40

Taxa de Desconto = 10%					Taxa de Desconto = 12%					
Investim. €	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente		Investim. €	O&M € Valor Presente	Gás € Valor Presente	Produção Anual MWh Valor Presente		
588444000					588444000					
27000000	24545454,55	230853478,74	209866798,85	9460800	8600727,27	27000000	24107142,86	230853478,74	206119177,44	
27000000	22314049,59	230853478,74	190787998,96	9460800	7818842,98	27000000	21524234,69	230853478,74	184034979,86	
27000000	20285499,62	230853478,74	173443635,41	9460800	7108039,07	27000000	19218066,69	230853478,74	164316946,30	
27000000	18441363,29	230853478,74	157676032,20	9460800	6461853,70	27000000	17158988,12	230853478,74	146711559,20	
27000000	16764875,72	230853478,74	143341847,45	9460800	5874412,45	27000000	15320525,10	230853478,74	130992463,57	
27000000	15240796,11	230853478,74	130310770,41	9460800	5340374,96	27000000	13679040,27	230853478,74	116957556,76	
27000000	13855269,19	230853478,74	118464336,74	9460800	4854886,32	27000000	12213428,81	230853478,74	104426389,96	
27000000	12595699,27	230853478,74	107694851,58	9460800	4413533,02	27000000	10904847,16	230853478,74	93237848,18	
27000000	11450635,70	230853478,74	97904410,53	9460800	4012302,75	27000000	9736470,67	230853478,74	83248078,73	
27000000	10409668,81	230853478,74	89004009,57	9460800	3647547,95	27000000	8693277,39	230853478,74	74328641,73	
27000000	9463335,29	230853478,74	80912735,97	9460800	3315952,68	27000000	7761854,81	230853478,74	66364858,68	
27000000	8603032,08	230853478,74	73557032,70	9460800	3014502,44	27000000	6930227,51	230853478,74	59254338,11	
27000000	7820938,25	230853478,74	66870029,73	9460800	2740456,76	27000000	6187703,13	230853478,74	52905659,03	
27000000	7109943,87	230853478,74	60790936,12	9460800	2491324,33	27000000	5524734,94	230853478,74	47237195,56	
27000000	6463585,33	230853478,74	55264487,38	9460800	2264840,30	27000000	4932799,05	230853478,74	42176067,47	
27000000	5875986,67	230853478,74	50240443,07	9460800	2058945,73	27000000	4404284,87	230853478,74	37657203,09	
27000000	5341806,06	230853478,74	45673130,07	9460800	1871768,84	27000000	3932397,21	230853478,74	33622502,76	
27000000	4856187,33	230853478,74	41521027,33	9460800	1701608,04	27000000	3511068,93	230853478,74	30020091,75	
27000000	4414715,75	230853478,74	37746388,48	9460800	1546916,40	27000000	3134882,98	230853478,74	26803653,35	
27000000	4013377,96	230853478,74	34314898,62	9460800	1406287,64	27000000	2799002,66	230853478,74	23931833,35	
27000000	3648525,42	230853478,74	31195362,38	9460800	1278443,31	27000000	2499109,52	230853478,74	21367708,35	
27000000	3316841,29	230853478,74	28359420,35	9460800	1162221,19	27000000	2231347,78	230853478,74	19078311,02	
27000000	3015310,26	230853478,74	25781291,23	9460800	1056564,72	27000000	1992274,80	230853478,74	17034206,27	
27000000	2741191,15	230853478,74	23437537,48	9460800	960513,38	27000000	1778816,79	230853478,74	15209112,74	
27000000	2491991,95	230853478,74	21306852,25	9460800	873193,98	27000000	1588229,28	230853478,74	13579564,95	
	245080080,49		2095466264,84	85876060,20		211764756,03		1810615948,24	74202370,51	
6,85	2,85		24,40		7,93	2,85		24,40		



## ANEXO 9. Variação dos custos com a taxa de desconto

**Tabela A.35.** Valores dos diferentes custos obtidos para as diferentes taxas de desconto e factores de carga, na central eólica.

<b>Taxa de Desconto (%)</b>	<b>Factor de Carga (%)</b>	<b>C. Inv. (€/MWh)</b>	<b>C. O&amp;M (€/MWh)</b>	<b>C. Totais (€/MWh)</b>
<b>5%</b>	22%	47,90	7,61	<b>55,51</b>
	26%	40,53	6,44	<b>46,97</b>
	28%	37,63	5,98	<b>43,61</b>
	32%	32,93	5,23	<b>38,16</b>
	36%	29,27	4,65	<b>33,92</b>
<b>8%</b>	22%	60,79	7,61	<b>68,40</b>
	26%	51,44	6,44	<b>57,88</b>
	28%	47,77	5,98	<b>53,75</b>
	32%	41,80	5,23	<b>47,03</b>
	36%	37,15	4,65	<b>41,80</b>
<b>10%</b>	22%	70,11	7,61	<b>77,72</b>
	26%	59,32	6,44	<b>65,76</b>
	28%	55,09	5,98	<b>61,07</b>
	32%	48,20	5,23	<b>53,43</b>
	36%	42,85	4,65	<b>47,50</b>
<b>12%</b>	22%	79,91	7,61	<b>87,52</b>
	26%	67,62	6,44	<b>74,06</b>
	28%	62,79	5,98	<b>68,77</b>
	32%	54,94	5,23	<b>60,17</b>
	36%	48,83	4,65	<b>53,48</b>

**Tabela A.36.** Custos totais para as diferentes taxas de desconto e factores de carga, e respectiva variação.

T.D. (%)	F.C. (%)									
	22%	Δ	26%	Δ	28%	Δ	32%	Δ	36%	Δ
5	55,51		46,97		43,61		38,16		33,92	
8	68,40	23,2	57,88	23,2	53,75	23,2	47,03	23,2	41,80	23,2
10	77,72	13,6	65,76	13,6	61,07	13,6	53,43	13,6	47,50	13,6
12	87,52	12,6	74,06	12,6	68,77	12,6	60,17	12,6	53,48	12,6

**Tabela A.37.** Valores dos diferentes custos obtidos para as diferentes taxas de desconto e factores de carga, na central de ciclo combinado a gás natural.

<b>Taxa de Desconto (%)</b>	<b>Factor de Carga (%)</b>	<b>C. Inv. (€/MWh)</b>	<b>C. O&amp;M (€/MWh)</b>	<b>C. Comb. (€/MWh)</b>	<b>C. Totais (€/MWh)</b>
<b>5%</b>	70%	5,67	3,67	24,40	<b>33,74</b>
	75%	5,30	3,42	24,40	<b>33,12</b>
	80%	4,96	3,21	24,40	<b>32,57</b>
	85%	4,67	3,02	24,40	<b>32,09</b>
	90%	4,41	2,85	24,40	<b>31,66</b>
<b>8%</b>	70%	7,49	3,67	24,40	<b>35,56</b>
	75%	6,99	3,42	24,40	<b>34,81</b>
	80%	6,55	3,21	24,40	<b>34,16</b>
	85%	6,17	3,02	24,40	<b>33,59</b>
	90%	5,83	2,85	24,40	<b>33,08</b>
<b>10%</b>	70%	8,81	3,67	24,40	<b>36,88</b>
	75%	8,22	3,42	24,40	<b>36,04</b>
	80%	7,71	3,21	24,40	<b>35,32</b>
	85%	7,26	3,02	24,40	<b>34,68</b>
	90%	6,85	2,85	24,40	<b>34,10</b>
<b>12%</b>	70%	10,20	3,67	24,40	<b>38,27</b>
	75%	9,52	3,42	24,40	<b>37,34</b>
	80%	8,92	3,21	24,40	<b>36,53</b>
	85%	8,40	3,02	24,40	<b>35,82</b>
	90%	7,93	2,85	24,40	<b>35,18</b>

**Tabela A.38.** Custos totais para as diferentes taxas de desconto e factores de carga, e respectiva variação.

T.D. (%)	F.C. (%)									
	70%	Δ	75%	Δ	80%	Δ	85%	Δ	90%	Δ
5	33,74		33,12		32,57		32,09		31,66	
8	35,56	5,4	34,81	5,1	34,16	4,9	33,59	4,7	33,08	4,5
10	36,88	3,7	36,04	3,5	35,32	3,4	34,68	3,2	34,10	3,1
12	38,27	3,8	37,34	3,6	36,53	3,4	35,82	3,3	35,18	3,2



## ANEXO 10. Variação dos custos com taxa de crescimento dos custos de O&M

**Tabela A.39.** Custos totais para diferentes taxas de crescimento dos custos de O&M, na central eólica.

Eólica (Factor de Carga = 22%)						Eólica (Factor de Carga = 26%)					
	T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Total	Δ		T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Total	Δ
Taxa Desc. 5%	0%	47,90	7,61	55,51		Taxa Desc. 5%	0%	40,53	6,44	46,97	
	1%	47,90	8,24	56,14			1%	40,53	6,97	47,50	
	2%	47,90	8,95	56,85			2%	40,53	7,57	48,10	
	5%	47,90	11,63	59,53			5%	40,53	9,84	50,37	
	10%	47,90	18,75	66,65	20,1%		10%	40,53	15,86	56,39	20,1%
Taxa Desc. 8%	0%	60,79	7,61	68,40		Taxa Desc. 8%	0%	51,44	6,44	57,88	
	1%	60,79	8,17	68,96			1%	51,44	6,91	58,35	
	2%	60,79	8,80	69,59			2%	51,44	7,44	58,88	
	5%	60,79	11,12	71,91			5%	51,44	9,41	60,85	
	10%	60,79	17,18	77,97	14,0%		10%	51,44	14,53	65,97	14,0%
Taxa Desc. 10%	0%	70,11	7,61	77,72		Taxa Desc. 10%	0%	59,32	6,44	65,76	
	1%	70,11	8,13	78,24			1%	59,32	6,88	66,20	
	2%	70,11	8,70	78,81			2%	59,32	7,36	66,68	
	5%	70,11	10,82	80,93			5%	59,32	9,16	68,48	
	10%	70,11	16,25	86,36	11,1%		10%	59,32	13,75	73,07	11,1%
Taxa Desc. 12%	0%	79,91	7,61	87,52		Taxa Desc. 12%	0%	67,62	6,44	74,06	
	1%	79,91	8,09	88,00			1%	67,62	6,84	74,46	
	2%	79,91	8,62	88,53			2%	67,62	7,29	74,91	
	5%	79,91	10,55	90,46			5%	67,62	8,92	76,54	
	10%	79,91	15,41	95,32	8,9%		10%	67,62	13,04	80,66	8,9%
Eólica (Factor de Carga = 28%)						Eólica (Factor de Carga = 32%)					
	T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Total	Δ		T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Total	Δ
Taxa Desc. 5%	0%	37,63	5,98	43,61		Taxa Desc. 5%	0%	32,93	5,23	38,16	
	1%	37,63	6,48	44,11			1%	32,93	5,67	38,60	
	2%	37,63	7,03	44,66			2%	32,93	6,15	39,08	
	5%	37,63	9,14	46,77			5%	32,93	7,99	40,92	
	10%	37,63	14,73	52,36	20,1%		10%	32,93	12,89	45,82	20,1%
Taxa Desc. 8%	0%	47,77	5,98	53,75		Taxa Desc. 8%	0%	41,80	5,23	47,03	
	1%	47,77	6,42	54,19			1%	41,80	5,62	47,42	
	2%	47,77	6,91	54,68			2%	41,80	6,05	47,85	
	5%	47,77	8,74	56,51			5%	41,80	7,65	49,45	
	10%	47,77	13,50	61,27	14,0%		10%	41,80	11,81	53,61	14,0%
Taxa Desc. 10%	0%	55,09	5,98	61,07		Taxa Desc. 10%	0%	48,20	5,23	53,43	
	1%	55,09	6,39	61,48			1%	48,20	5,59	53,79	
	2%	55,09	6,84	61,93			2%	48,20	5,98	54,18	
	5%	55,09	8,50	63,59			5%	48,20	7,44	55,64	
	10%	55,09	12,76	67,85	11,1%		10%	48,20	11,17	59,37	11,1%
Taxa Desc. 12%	0%	62,79	5,98	68,77		Taxa Desc. 12%	0%	54,94	5,23	60,17	
	1%	62,79	6,35	69,14			1%	54,94	5,56	60,50	
	2%	62,79	6,77	69,56			2%	54,94	5,92	60,86	
	5%	62,79	8,29	71,08			5%	54,94	7,25	62,19	
	10%	62,79	12,11	74,90	8,9%		10%	54,94	10,59	65,53	8,9%
Eólica (Factor de Carga = 36%)											
	T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Total	Δ						
Taxa Desc. 5%	0%	29,27	4,65	33,92							
	1%	29,27	5,04	34,31							
	2%	29,27	5,47	34,74							
	5%	29,27	7,11	36,38							
	10%	29,27	11,46	40,73	20,1%						
Taxa Desc. 8%	0%	37,15	4,65	41,80							
	1%	37,15	4,99	42,14							
	2%	37,15	5,38	42,53							
	5%	37,15	6,80	43,95							
	10%	37,15	10,50	47,65	14,0%						
Taxa Desc. 10%	0%	42,85	4,65	47,50							
	1%	42,85	4,97	47,82							
	2%	42,85	5,32	48,17							
	5%	42,85	6,61	49,46							
	10%	42,85	9,93	52,78	11,1%						
Taxa Desc. 12%	0%	48,83	4,65	53,48							
	1%	48,83	4,94	53,77							
	2%	48,83	5,26	54,09							
	5%	48,83	6,45	55,28							
	10%	48,83	9,42	58,25	8,9%						

**Tabela A.40.** Custos totais para diferentes taxas de crescimento dos custos de O&M, na central CCGN.

CCGN (Factor de Carga = 70%)							CCGN (Factor de Carga = 75%)						
	T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Comb.	C. Total	Δ		T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Comb.	C. Total	Δ
Taxa Desc. 5%	0%	5,67	3,67	24,40	33,74		Taxa Desc. 5%	0%	5,30	3,42	24,40	33,12	
	1%	5,67	4,04	24,40	34,11			1%	5,30	3,77	24,40	33,47	
	2%	5,67	4,47	24,40	34,54			2%	5,30	4,18	24,40	33,88	
	5%	5,67	6,20	24,40	36,27			5%	5,30	5,79	24,40	35,49	
	10%	5,67	11,45	24,40	41,52	23,1%		10%	5,30	10,69	24,40	40,39	22,0%
Taxa Desc. 8%	0%	7,49	3,67	24,40	35,56		Taxa Desc. 8%	0%	6,99	3,42	24,40	34,81	
	1%	7,49	3,99	24,40	35,88			1%	6,99	3,72	24,40	35,11	
	2%	7,49	4,36	24,40	36,25			2%	6,99	4,07	24,40	35,46	
	5%	7,49	5,79	24,40	37,68			5%	6,99	5,41	24,40	36,80	
	10%	7,49	10,00	24,40	41,89	17,8%		10%	6,99	9,34	24,40	40,73	17,0%
Taxa Desc. 10%	0%	8,81	3,67	24,40	36,88		Taxa Desc. 10%	0%	8,22	3,42	24,40	36,04	
	1%	8,81	3,96	24,40	37,17			1%	8,22	3,70	24,40	36,32	
	2%	8,81	4,29	24,40	37,50			2%	8,22	4,00	24,40	36,62	
	5%	8,81	5,56	24,40	38,77			5%	8,22	5,19	24,40	37,81	
	10%	8,81	9,19	24,40	42,40	15,0%		10%	8,22	8,57	24,40	41,19	14,3%
Taxa Desc. 12%	0%	10,20	3,67	24,40	38,27		Taxa Desc. 12%	0%	9,52	3,42	24,40	37,34	
	1%	10,20	3,93	24,40	38,53			1%	9,52	3,67	24,40	37,59	
	2%	10,20	4,23	24,40	38,83			2%	9,52	3,95	24,40	37,87	
	5%	10,20	5,35	24,40	39,95			5%	9,52	5,00	24,40	38,92	
	10%	10,20	8,48	24,40	43,08	12,6%		10%	9,52	7,92	24,40	41,84	12,1%

CCGN (Factor de Carga = 80%)							CCGN (Factor de Carga = 85%)						
	T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Comb.	C. Total	Δ		T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Comb.	C. Total	Δ
Taxa Desc. 5%	0%	4,96	3,21	24,40	32,57		Taxa Desc. 5%	0%	4,67	3,02	24,40	32,09	
	1%	4,96	3,54	24,40	32,90			1%	4,67	3,33	24,40	32,40	
	2%	4,96	3,91	24,40	33,27			2%	4,67	3,68	24,40	32,75	
	5%	4,96	5,42	24,40	34,78			5%	4,67	5,10	24,40	34,17	
	10%	4,96	10,02	24,40	39,38	20,9%		10%	4,67	9,43	24,40	38,50	20,0%
Taxa Desc. 8%	0%	6,55	3,21	24,40	34,16		Taxa Desc. 8%	0%	6,17	3,02	24,40	33,59	
	1%	6,55	3,49	24,40	34,44			1%	6,17	3,29	24,40	33,86	
	2%	6,55	3,81	24,40	34,76			2%	6,17	3,59	24,40	34,16	
	5%	6,55	5,07	24,40	36,02			5%	6,17	4,77	24,40	35,34	
	10%	6,55	8,75	24,40	39,70	16,2%		10%	6,17	8,24	24,40	38,81	15,5%
Taxa Desc. 10%	0%	7,71	3,21	24,40	35,32		Taxa Desc. 10%	0%	7,26	3,02	24,40	34,68	
	1%	7,71	3,46	24,40	35,57			1%	7,26	3,26	24,40	34,92	
	2%	7,71	3,75	24,40	35,86			2%	7,26	3,53	24,40	35,19	
	5%	7,71	4,86	24,40	36,97			5%	7,26	4,58	24,40	36,24	
	10%	7,71	8,04	24,40	40,15	13,7%		10%	7,26	7,57	24,40	39,23	13,1%
Taxa Desc. 12%	0%	8,92	3,21	24,40	36,53		Taxa Desc. 12%	0%	8,40	3,02	24,40	35,82	
	1%	8,92	3,44	24,40	36,76			1%	8,40	3,24	24,40	36,04	
	2%	8,92	3,70	24,40	37,02			2%	8,40	3,48	24,40	36,28	
	5%	8,92	4,68	24,40	38,00			5%	8,40	4,41	24,40	37,21	
	10%	8,92	7,42	24,40	40,74	11,5%		10%	8,40	6,99	24,40	39,79	11,1%

CCGN (Factor de Carga = 90%)						
	T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Comb.	C. Total	Δ
Taxa Desc. 5%	0%	4,41	2,85	24,40	31,66	
	1%	4,41	3,15	24,40	31,96	
	2%	4,41	3,48	24,40	32,29	
	5%	4,41	4,82	24,40	33,63	
	10%	4,41	8,91	24,40	37,72	19,1%
Taxa Desc. 8%	0%	5,83	2,85	24,40	33,08	
	1%	5,83	3,10	24,40	33,33	
	2%	5,83	3,39	24,40	33,62	
	5%	5,83	4,51	24,40	34,74	
	10%	5,83	7,78	24,40	38,01	14,9%
Taxa Desc. 10%	0%	6,85	2,85	24,40	34,10	
	1%	6,85	3,08	24,40	34,33	
	2%	6,85	3,33	24,40	34,58	
	5%	6,85	4,32	24,40	35,57	
	10%	6,85	7,15	24,40	38,40	12,6%
Taxa Desc. 12%	0%	7,93	2,85	24,40	35,18	
	1%	7,93	3,06	24,40	35,39	
	2%	7,93	3,29	24,40	35,62	
	5%	7,93	4,16	24,40	36,49	
	10%	7,93	6,60	24,40	38,93	10,7%

## ANEXO 11. Variação dos custos com taxa de crescimento dos custos de combustível

**Tabela A.41.** Custos totais para diferentes taxas de crescimento dos custos de combustível, na central CCGN.

CCGN (Factor de Carga = 70%)							CCGN (Factor de Carga = 75%)						
	T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Comb.	C. Total	Δ		T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Comb.	C. Total	Δ
Taxa Desc. 5%	0%	5,67	3,67	24,40	33,74		Taxa Desc. 5%	0%	5,30	3,42	24,40	33,12	
	1%	5,67	3,67	26,89	36,23			1%	5,30	3,42	26,89	35,61	
	2%	5,67	3,67	29,75	39,09			2%	5,30	3,42	29,75	38,47	
	5%	5,67	3,67	41,22	50,56			5%	5,30	3,42	41,22	49,94	
	10%	5,67	3,67	76,16	85,50	153,4%		10%	5,30	3,42	76,16	84,88	156,3%
Taxa Desc. 8%	0%	7,49	3,67	24,40	35,56		Taxa Desc. 8%	0%	6,99	3,42	24,40	34,81	
	1%	7,49	3,67	26,54	37,70			1%	6,99	3,42	26,54	36,95	
	2%	7,49	3,67	28,97	40,13			2%	6,99	3,42	28,97	39,38	
	5%	7,49	3,67	38,52	49,68			5%	6,99	3,42	38,52	48,93	
	10%	7,49	3,67	66,53	77,69	118,5%		10%	6,99	3,42	66,53	76,94	121,0%
Taxa Desc. 10%	0%	8,81	3,67	24,40	36,88		Taxa Desc. 10%	0%	8,22	3,42	24,40	36,04	
	1%	8,81	3,67	26,33	38,81			1%	8,22	3,42	26,33	37,97	
	2%	8,81	3,67	28,51	40,99			2%	8,22	3,42	28,51	40,15	
	5%	8,81	3,67	36,96	49,44			5%	8,22	3,42	36,96	48,60	
	10%	8,81	3,67	61,10	73,58	99,5%		10%	8,22	3,42	61,10	72,74	101,8%
Taxa Desc. 12%	0%	10,20	3,67	24,40	38,27		Taxa Desc. 12%	0%	9,52	3,42	24,40	37,34	
	1%	10,20	3,67	26,15	40,02			1%	9,52	3,42	26,15	39,09	
	2%	10,20	3,67	28,11	41,98			2%	9,52	3,42	28,11	41,05	
	5%	10,20	3,67	35,59	49,46			5%	9,52	3,42	35,59	48,53	
	10%	10,20	3,67	56,42	70,29	83,7%		10%	9,52	3,42	56,42	69,36	85,8%

CCGN (Factor de Carga = 80%)							CCGN (Factor de Carga = 85%)						
	T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Comb.	C. Total	Δ		T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Comb.	C. Total	Δ
Taxa Desc. 5%	0%	4,96	3,21	24,40	32,57		Taxa Desc. 5%	0%	4,67	3,02	24,40	32,09	
	1%	4,96	3,21	26,89	35,06			1%	4,67	3,02	26,89	34,58	
	2%	4,96	3,21	29,75	37,92			2%	4,67	3,02	29,75	37,44	
	5%	4,96	3,21	41,22	49,39			5%	4,67	3,02	41,22	48,91	
	10%	4,96	3,21	76,16	84,33	158,9%		10%	4,67	3,02	76,16	83,85	161,3%
Taxa Desc. 8%	0%	6,55	3,21	24,40	34,16		Taxa Desc. 8%	0%	6,17	3,02	24,40	33,59	
	1%	6,55	3,21	26,54	36,30			1%	6,17	3,02	26,54	35,73	
	2%	6,55	3,21	28,97	38,73			2%	6,17	3,02	28,97	38,16	
	5%	6,55	3,21	38,52	48,28			5%	6,17	3,02	38,52	47,71	
	10%	6,55	3,21	66,53	76,29	123,3%		10%	6,17	3,02	66,53	75,72	125,4%
Taxa Desc. 10%	0%	7,71	3,21	24,40	35,32		Taxa Desc. 10%	0%	7,26	3,02	24,40	34,68	
	1%	7,71	3,21	26,33	37,25			1%	7,26	3,02	26,33	36,61	
	2%	7,71	3,21	28,51	39,43			2%	7,26	3,02	28,51	38,79	
	5%	7,71	3,21	36,96	47,88			5%	7,26	3,02	36,96	47,24	
	10%	7,71	3,21	61,10	72,02	103,9%		10%	7,26	3,02	61,10	71,38	105,8%
Taxa Desc. 12%	0%	8,92	3,21	24,40	36,53		Taxa Desc. 12%	0%	8,40	3,02	24,40	35,82	
	1%	8,92	3,21	26,15	38,28			1%	8,40	3,02	26,15	37,57	
	2%	8,92	3,21	28,11	40,24			2%	8,40	3,02	28,11	39,53	
	5%	8,92	3,21	35,59	47,72			5%	8,40	3,02	35,59	47,01	
	10%	8,92	3,21	56,42	68,55	87,7%		10%	8,40	3,02	56,42	67,84	89,4%

CCGN (Factor de Carga = 90%)						
	T. Cresc.	C. Inv.	C. O&M	C. Comb.	C. Total	Δ
Taxa Desc. 5%	0%	4,41	2,85	24,40	31,66	
	1%	4,41	2,85	26,89	34,15	
	2%	4,41	2,85	29,75	37,01	
	5%	4,41	2,85	41,22	48,48	
	10%	4,41	2,85	76,16	83,42	163,5%
Taxa Desc. 8%	0%	5,83	2,85	24,40	33,08	
	1%	5,83	2,85	26,54	35,22	
	2%	5,83	2,85	28,97	37,65	
	5%	5,83	2,85	38,52	47,20	
	10%	5,83	2,85	66,53	75,21	127,4%
Taxa Desc. 10%	0%	6,85	2,85	24,40	34,10	
	1%	6,85	2,85	26,33	36,03	
	2%	6,85	2,85	28,51	38,21	
	5%	6,85	2,85	36,96	46,66	
	10%	6,85	2,85	61,10	70,80	107,6%
Taxa Desc. 12%	0%	7,93	2,85	24,40	35,18	
	1%	7,93	2,85	26,15	36,93	
	2%	7,93	2,85	28,11	38,89	
	5%	7,93	2,85	35,59	46,37	
	10%	7,93	2,85	56,42	67,20	91,0%

## ANEXO 12. Variação dos custos com o factor de carga

**Tabela A.42.** Valores dos diferentes custos obtidos para os diferentes factores de carga e taxas de desconto, na central eólica.

<b>Factor de carga (%)</b>	<b>Taxa de Desconto (%)</b>	<b>C. Inv. (€/MWh)</b>	<b>C. O&amp;M (€/MWh)</b>	<b>C. Totais (€/MWh)</b>
<b>22%</b>	5%	47,90	7,61	<b>55,51</b>
	8%	60,79	7,61	<b>68,40</b>
	10%	70,11	7,61	<b>77,72</b>
	12%	79,91	7,61	<b>87,52</b>
<b>26%</b>	5%	40,53	6,44	<b>46,97</b>
	8%	51,44	6,44	<b>57,88</b>
	10%	59,32	6,44	<b>65,76</b>
	12%	67,62	6,44	<b>74,06</b>
<b>28%</b>	5%	37,63	5,98	<b>43,61</b>
	8%	47,77	5,98	<b>53,75</b>
	10%	55,09	5,98	<b>61,07</b>
	12%	62,79	5,98	<b>68,77</b>
<b>32%</b>	5%	32,93	5,23	<b>38,16</b>
	8%	41,80	5,23	<b>47,03</b>
	10%	48,20	5,23	<b>53,43</b>
	12%	54,94	5,23	<b>60,17</b>
<b>36%</b>	5%	29,27	4,65	<b>33,92</b>
	8%	37,15	4,65	<b>41,80</b>
	10%	42,85	4,65	<b>47,50</b>
	12%	48,83	4,65	<b>53,48</b>

**Tabela A.43.** Custos totais para os diferentes factores de carga e taxas de desconto, e respectiva variação.

F.C. (%)	T. D. (%)							
	5%	Δ	8%	Δ	10%	Δ	12%	Δ
22	55,51		68,40		77,72		87,52	
26	46,97	15,4	57,88	15,4	65,76	15,4	74,06	15,4
28	43,61	7,1	53,75	7,1	61,07	7,1	68,77	7,1
32	38,16	12,5	47,03	12,5	53,43	12,5	60,17	12,5
36	33,92	11,1	41,80	11,1	47,50	11,1	53,48	11,1

**Tabela A.44.** Valores dos diferentes custos obtidos para os diferentes factores de carga e taxas de desconto, na central de ciclo combinado a gás natural.

<b>Factor de carga (%)</b>	<b>Taxa de Desconto (%)</b>	<b>C. Inv. (€/MWh)</b>	<b>C. O&amp;M (€/MWh)</b>	<b>C. Comb. (€/MWh)</b>	<b>C. Totais (€/MWh)</b>
<b>70%</b>	5%	5,67	3,67	24,40	<b>33,74</b>
	8%	7,49	3,67	24,40	<b>35,56</b>
	10%	8,81	3,67	24,40	<b>36,88</b>
	12%	10,20	3,67	24,40	<b>38,27</b>
<b>75%</b>	5%	5,30	3,42	24,40	<b>33,12</b>
	8%	6,99	3,42	24,40	<b>34,81</b>
	10%	8,22	3,42	24,40	<b>36,04</b>
	12%	9,52	3,42	24,40	<b>37,34</b>
<b>80%</b>	5%	4,96	3,21	24,40	<b>32,57</b>
	8%	6,55	3,21	24,40	<b>34,16</b>
	10%	7,71	3,21	24,40	<b>35,32</b>
	12%	8,92	3,21	24,40	<b>36,53</b>
<b>85%</b>	5%	4,67	3,02	24,40	<b>32,09</b>
	8%	6,17	3,02	24,40	<b>33,59</b>
	10%	7,26	3,02	24,40	<b>34,68</b>
	12%	8,40	3,02	24,40	<b>35,82</b>
<b>90%</b>	5%	4,41	2,85	24,40	<b>31,66</b>
	8%	5,83	2,85	24,40	<b>33,08</b>
	10%	6,85	2,85	24,40	<b>34,10</b>
	12%	7,93	2,85	24,40	<b>35,18</b>

**Tabela A.45.** Custos totais para os diferentes factores de carga e taxas de desconto, e respectiva variação.

<b>F.C. (%)</b>	<b>T. D. (%)</b>							
	<b>5%</b>	<b>Δ</b>	<b>8%</b>	<b>Δ</b>	<b>10%</b>	<b>Δ</b>	<b>12%</b>	<b>Δ</b>
70	33,74		35,56		36,88		38,27	
75	33,12	1,8	34,81	2,1	36,04	2,3	37,34	2,4
80	32,57	1,7	34,16	1,9	35,32	2,0	36,53	2,2
85	32,09	1,5	33,59	1,7	34,68	1,8	35,82	1,9
90	31,66	1,3	33,08	1,5	34,10	1,7	35,18	1,8